

ABSTRACT

Graduate qualification work contains 106 pages, 30 pictures, 42 tables, 24 source of graphic material is designed as a Microsoft PowerPoint presentation.

Keywords: freezing, nitrogen, swamp, repair, foundation pit, the main oil pipeline, to ensure the stability of the soil.

The object of the research is: the methods of providing soil stability under the conditions of wetlands for the repair work.

Purpose - analysis of methods for increasing the stability of the ground in a marsh during repair work, the choice of the method of fixing the soil and its justification.

In the process, we have been carefully studied technology and devices for repair in a section of the pipeline marshes restrictions on their use, advantages and disadvantages of each.

As a result the work, was proposed and justified the choice of providing soil stability technology in the swamps for the repair work, on their application limitations, advantages and disadvantages.

Final qualifying work carried out in Microsoft Word 2010 word processor.

СОДЕРЖАНИЕ

		Введение	4
		Обзор литературы	5
1.		Проведение капитального ремонта трубопровода в условиях болот	7
1.1.		Виды ремонта магистральных трубопроводов и их специфика	17
2.		Методы повышения устойчивости грунта	22
2.1.		Укрепление грунтов способом цементации	22
2.2.		Химическое закрепление грунтов	24
2.2.1.		Способы нагнетания растворов	28
2.3.		Искусственное замораживание грунтов	29
2.3.1.		Замораживание грунтов рассольным способом	30
2.3.2.		Низкотемпературное замораживание с использованием жидкого азота	34
3.		Искусственное замораживание грунтов при строительстве ремонтных котлованов	38
3.1.		Технологии замораживания грунтов для ремонтного котлована	39
3.2.		Схема замораживания котлована при уровне водоупора на дне котлована или выше его	42
3.3.		Схема замораживания котлована при уровне водоупора ниже дна котлована	47
3.4.		Схема замораживания котлована при наклонной установке колонок	54
4.		Расчетная часть	58
4.1.		Расчет трубопроводов против всплытия	58
4.1.1.		Расчет толщины стенки	58
4.1.2.		Расчет геометрических параметров трубы	64
4.1.3.		Расчет параметров балластировки	65
4.2.		Гидравлический расчет магистрального нефтепровода	75
4.3.		Определение толщины стенки ледогрунтового ограждения	79
5.		Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	82
5.1.		Мобильная станция АКДС – 70М для производства жидкого технического азота	83
5.2.		Расчет производительности при замораживании грунта котлована	87
5.3.		Расчет затрат при замораживании грунта котлована	89

					«Капитальный ремонт магистрального нефтепровода в условиях болот методом искусственного замораживания грунта»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мотигуллин В.Р.			Содержание		Лит.	Лист
Руковод.		Шмурыгин В.А.						2
Консульт.								109
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					НИ ТПУ ИПР ТХНГ гр 3-2Т00	

6.	Социальная ответственность на работах по искусственному замораживанию грунта при проведении ремонта подземных трубопроводов в условиях болот	94
6.1.	Производственная безопасность	94
6.1.1.	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	95
6.1.2.	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	100
6.2.	Экологическая безопасность	102
6.3.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	105
6.4.	Законодательное регулирование проектных решений	106
	Заключение	107
	Список литературы	108

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Разработка изобретений по обеспечению устойчивости грунта начались в 30-е годы 19 века и относится к области промышленного строительства, были предложены различные разработки по заморозке грунта, силикатизации, цементации.

Замораживание грунтов ведёт начало от естественного замораживания, известного в мировой горно-строительной практике под названием сибирского способа, описанного А. Шренком в 1837. В России естественное замораживание грунтов применялось в Сибири для проходки шурфов на золото (В. З. Власов, 1893). В этом случае для замораживания водоносных пород использовался атмосферный воздух, имевший естественную отрицательную температуру. Искусственное замораживание грунтов предложено французским учёным Мишо в 1852, однако промышленное использование способа относится к 1883 (рудник "Арчибальд" в Магдебургском округе). В СССР искусственное замораживание грунтов впервые применено в 1928 при проходке одного из стволов Соликамского калийного комбината.

Методы замораживания грунтов жидким азотом для обеспечения устойчивости грунта в промышленном строительстве разработал и опубликовал Трупаков Н.Г. «Замораживание горных пород при проходке стволов». М., 1959, и в гражданском строительстве «Замораживание грунтов в строительстве». М., 1970, применяется методы при возведении фундаментов зданий и сооружений, строительстве шахт, метрополитенов, противοфилтpационных завес, плотин, доков, подземных хранилищ, сооружений, препятствующих оползням.

					«Капитальный ремонт магистрального нефтепровода в условиях болот методом искусственного замораживания грунта»					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Мотигуллин В.Р.			Обзор литературы			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шмурыгин В.А.							5	106
Консульт.								НИ ТПУ ИПР ТХНГ гр 3-2Т00		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.								

Были изучены и проведен анализ методов обеспечения устойчивости грунта для применения их в трубопроводном транспорте при ремонтно-восстановительных работах в условиях болот.

Искусственное замораживание грунтов позволяет создать прочное ограждение кругового или прямоугольного очертания из замороженного грунта, препятствующее проникновению в сооружаемую выработку грунтовой воды или водонасыщенных неустойчивых грунтов. Такое ограждение воспринимает давление окружающего выработку или котлован грунта, а также гидростатический напор грунтовых вод.

Основной литературой для написания выпускной квалификационной работы были нормативные документы отраслевые регламенты, ГОСТы, СНиПы, которые четко регламентируют работу при ремонтах трубопроводов.

Изучены нормативные документы в области охраны окружающей среды, техники безопасности при ремонте и выполнении других работ.

					Обзор литературы	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Введение

Магистральные трубопроводы, проложенные в Сибири и на Крайнем Севере, на значительном протяжении пересекают болота и заболоченные участки. Ремонт нефтепровода часто осложняется при проведении работ на болотах. На болотах I и II типа ремонтный котлован может быть сооружен одним из способов:

- с креплением стенок котлована;
- комбинированным методом;
- с креплением стенок котлована и устройством дренажного отвода воды.

Стенки ремонтного котлована укрепляются деревянными или металлическими шпунтами, шпунтами из профилированной стали, сваями или другими средствами.

Также на болотах I и II типов, где затруднена откачка воды и болотной массы из котлована, должны применяться ремонтные герметичные камеры (РГК).

Строительство ремонтных котлованов на болотах I и II требует привлечения специальной техники, больших усилий, а что самое главное работы ведутся в очень тяжелых условиях.

В данной работе я рассмотрел способы повышения устойчивости грунта и предотвращения поступления воды в ремонтный котлован, что в значительной степени должно повысить производительность труда, а также улучшить условия и качество проведения работ.

					«Капитальный ремонт магистрального нефтепровода в условиях болот методом искусственного замораживания грунта»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Мотигуллин В.Р.			Введение	Лит.	Лист
Руковод.		Шмурыгин В.А.					Листов
Консульт.							4
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					109
						НИ ТПУ ИПР ТХНГ гр 3-2Т00	

ГЛАВА 1. ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДА В УСЛОВИЯХ БОЛОТ

Особые трудности возникают при ликвидации аварий на нефтепроводах в условиях болот. Это в первую очередь объясняется сложными грунтово-геологическими условиями и слабой несущей способностью болотных грунтов. Современные аварийно-восстановительные службы могут за короткий срок ликвидировать аварию на нефтепроводах в обычных условиях. В условиях болот этот срок увеличивается за счет дополнительных работ по сооружению подъездных путей, рабочих площадок и составляет до 60 % времени, необходимого для восстановления нефтепровода.

В связи с освоением нефтяных месторождений Сибири и Севера восточной части страны по болотистой местности проходит значительное количество нефтепроводов больших диаметров (1020, 1220 мм). Протяженность участков болот, по которым проходят нефтепроводы, составляет десятки и сотни метров, а в отдельных случаях десятки километров.

В настоящее время существует большое число всевозможных классификаций болот.

В соответствии со [6]. "Правила производства и приемки работ. Магистральные трубопроводы" болота по характеру передвижения по ним строительной техники делятся три типа:

I тип – болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и неоднократное передвижение болотоходной техники с удельным давлением 0,02...0,03 МПа или работу обычной техники при использовании щитов, сланей или покрытий, обеспечивающих снижение удельного давления на поверхности залежи до 0,02 МПа;

II тип – болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и передвижение строительной техники только по щитам, сланям или дорогам,

					«Капитальный ремонт магистрального нефтепровода в условиях болот методом искусственного замораживания грунта»						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Мотигуллин В.Р.			Проведение капитального ремонта трубо- провода в условиях болот			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Шмурыгин В.А.								7	109
Консульт.								НИ ТПУ ИПР ТХНГ зр 3-2Т00			
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.									

обеспечивающим снижение удельного давления на поверхности залежи до 0,01 МПа;

III тип – болота, заполненные растекающимся торфом и водой с плавающей торфяной коркой, допускающие работу только специальной техники на понтонах или обычной техники с плавающих средств.

На трассах магистральных нефтепроводов встречаются участки болот всех типов, а поэтому при выборе транспортных средств ориентируются на использование автомашин наибольшей проходимости. Поверхностный слой болот разрушается после неоднократного прохождения техники, и несущая способность болота понижается в значительной мере, что требует прокладки временных дорог. Другой особенностью ремонта на болотах является то обстоятельство, что большая водонасыщенность и малая плотность болотистых масс не позволяют устраивать ремонтные котлованы обычными способами из-за обрушения стенок, а сам котлован зачастую заполняется поверхностными или грунтовыми водами. Вследствие малой пересеченности рельефа трасс магистральных нефтепроводов, пролегающих в болотистых районах, уклоны профиля трубопроводов также незначительны. Это обстоятельство в сочетании с тем, что расстояние между линейными задвижками 20–30 км, приводит к истечению большого количества нефти под действием малого статического напора.

Таким образом, специфика ремонта нефтепроводов на болотах связана со следующими характерными особенностями:

- ухудшением несущей способности поверхности болот при неоднократном проходе техники;
- обводненностью грунтов грунтовыми и поверхностными водами;
- невозможностью создания ремонтного котлована и котлована для сбора нефти обычным способом из-за неустойчивости грунтов;
- большой продолжительностью подготовительного периода аварийно-восстановительных работ, обусловленной большим объемом вытекающей

					Проведение ремонтно-восстановительных работ в условиях болот	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нефти, загрязнением нефтью больших пространств и затруднением доступа к месту повреждения;

- ограничением возможности маневрирования технических средств в районе ремонтных работ из-за залесенности болотистых участков нефтепроводов;

- необходимостью использования в большом количестве стройматериалов для настилов на поверхности болота;

- большой трудоемкостью доставки ремонтной техники в район аварии.

Анализ работ по ремонту нефтепроводов на болотах показывает, что основная часть работ по трудоемкости приходится на выполнение подготовительных операций, обеспечение подъезда к месту аварии и доступа к поврежденному участку нефтепровода.

Для этих целей разработан комплекс технических средств для ремонта нефтепроводов, проложенных на болотах. Комплекс включает технические средства, обеспечивающие сооружение подъездных путей; создание ремонтного котлована вокруг поврежденного участка и ремонтных площадок; выполнение вскрышных земляных работ; откачку нефти из поврежденного участка нефтепровода и закачку собранной нефти в отремонтированный нефтепровод; безогневую резку труб. Применение комплекса технических средств позволяет повысить производительность труда ремонтных работ, сократить сроки на ликвидацию аварии.

Как показывают статистические данные, продолжительность аварийно-восстановительных работ на магистральных нефтепроводах, проложенных в сложных условиях трассы, в частности, в болотистых и переувлажненных грунтах, в среднем в 2–3 раза больше, а экономический ущерб в 3–4 раза выше, чем на трубопроводах того же диаметра, проложенных в устойчивых грунтах. Это объясняется тем, что аварии на магистральных нефтепроводах, проложенных в болотистых и переувлажненных грунтах, осложняются рядом

					Проведение ремонтно-восстановительных работ в условиях болот	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

специфических факторов, в том числе сложностью вскрытия поврежденного участка нефтепровода и последующим устройством ремонтного котлована.

Для вскрытия таких участков требуются специальные технологии и технические средства.

Большинство болот, имеют мощность торфяного горизонта от 0,5 до 3,5 м, по которым проходят нефтепроводы. В этих условиях проведение ремонтно-восстановительных работ с созданием ремонтного котлована по обычной технологии в весенне-летний период, а иногда круглый год, не представляется возможным. Значительная водонасыщенность торфов, наличие поверхностных вод приводят к обрушению стенок ремонтного котлована и заполнению его болотной массой, трудно поддающейся откачке насосами. Поэтому специфической особенностью разработки котлованов в заболоченных и переувлажненных грунтах является необходимость укрепления их стенок. Укрепление стенок ремонтного котлована и создание герметичности - наиболее трудоемкие и длительные операции. Для укрепления стенок котлованов иногда используют деревянные сваи. После уточнения места аварии производят разметку границ ремонтного котлована и разработку его одноковшовым экскаватором. Затем по периметру ремонтного котлована в два ряда выполняют забивку свай. Сваи забивают вплотную друг к другу, а расстояние между рядами составляет 15–20 см. После забивки между рядами свай подсыпают глину и утрамбовывают ручными трамбовками. Данный способ имеет низкую производительность из-за применения в большом объеме ручного труда. Так, аварийно-восстановительная бригада из 6 человек затрачивает следующее время на ограждение котлована размером 6х6 м: на забивку ограждающих элементов 42–44 ч, на подсыпку и утрамбовку глины 40–44 ч.

В промышленном и гражданском строительстве существует много способов, методов, устройств для погружения и извлечения свай, шпунтов. Но ни один из них не может быть применен для укрепления стенок котлована

					Проведение ремонтно-восстановительных работ в условиях болот	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

при ремонте нефтепроводов, проходящих по болотистой местности, по следующим причинам:

- аварийно-восстановительные работы на магистральных нефтепроводах выполняются в срочном порядке;
- место производства работ, как правило, значительно удалено от развитых промышленных баз;
- в районе аварии существует повышенная взрывопожароопасность из-за разлитой нефти;
- в районе аварии, как правило, отсутствуют прочные дороги и площадки для подъезда и работы транспорта и аварийных технических средств;
- большая масса шпунтов и оборудования для их забивки создает дополнительные трудности при доставке к месту аварии.

Иногда стенки котлована крепят деревянными шпунтами, которые с одной стороны имеют паз, а с другой соответствующий ему выступ. При забивке шпунтов в ряд по периметру котлована выступ одного шпунта входит в паз другого, т.е. создается сплошная плотная стенка. Для забивки деревянных шпунтов в качестве ударного механизма используется импульсный пневмопробойник типа ИП 4603А, называемый "кротом". Недостаток установки тот же, что и при забивке металлических шпунтов: искривление стенки, приостановка погружения шпунта при встрече с древесными остатками, которых множество в болотной массе. С учетом этих факторов было создано устройство УП-1 (рис. 1.1), где погружение шпунтов осуществляется с помощью гидроцилиндров. В этом случае, встречая на своем пути древесные ветки, шпунт их срезает. Для того чтобы не происходило отклонение стенки от вертикали, шпунты перед погружением собирают на поверхности земли в стенку по всем сторонам будущего котлована (рис. 1.2). С помощью механизма погружения 1, происходит вдавливание шпунтов, который последовательно вдавливает каждый шпунт на глубину хода поршня гидроциклона (800–900 мм), обкатываясь по периметру котлована всей рамы. Шпунты, находясь в замковом соединении друг с другом, имеют строго вертикальное

					Проведение ремонтно-восстановительных работ в условиях болот	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

направление и сохраняют его до проектной отметки. Замки обеспечивают герметичность ограждения. Устройство для погружения шпунтов УП-1 позволяет укреплять стенки ремонтного котлована глубиной до 3 м на болотах I типа.

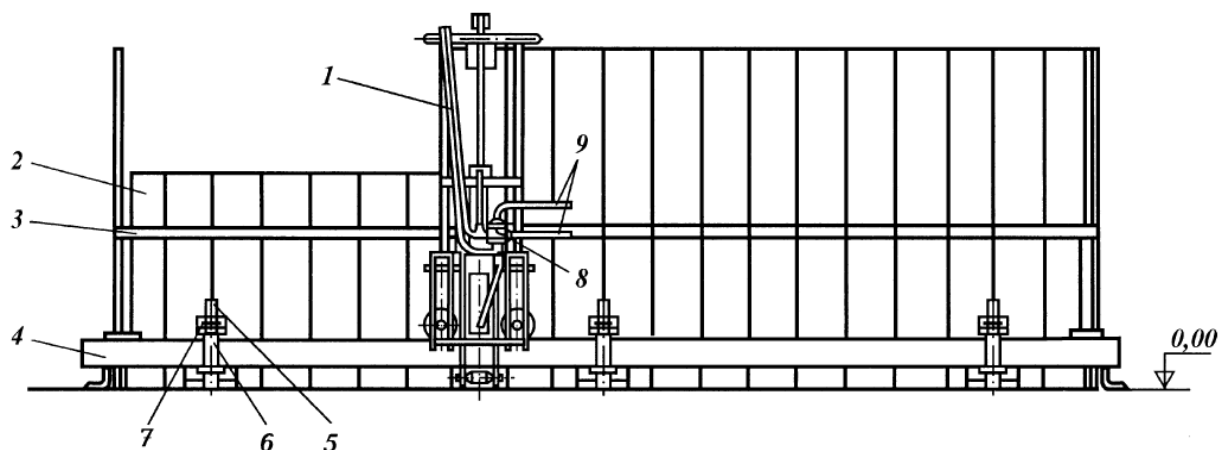


Рис 1.1 – Устройство для погружения шпунтов УП-1:

1 – механизм погружения; 2 – шпунт; 3 – балка верхняя; 4 – рама; 5 – анкер;
6 – кронштейн; 7 – хомут; 8 – гидрораспределитель; 9 – рукав высокого давления

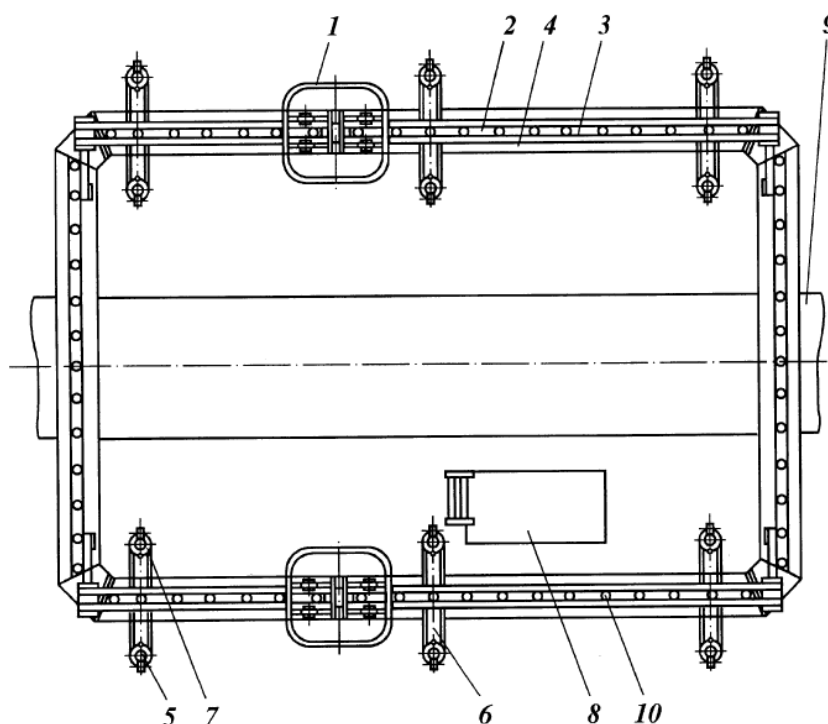


Рис. 1.2 – Устройство для погружения шпунтов УП-1 (вид в плане):

1 – механизм погружения; 2 – шпунт; 3 – балка верхняя; 4 – рама; 5 – анкер;
6 – кронштейн; 7 – хомут; 8 – площадка; 9 – трубопровод; 10 – замковое соединение

Проведение ремонтно-восстановительных работ в					Лист
условиях болот					12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

Техническая характеристика УП–1

Диаметр ремонтируемого трубопровода, мм.....	530–1220
Размеры ограждаемого ремонтного котлована, м, не более.....	6х4
Глубина погружения шпунта, м, не более.....	3,6
Максимальное усилие погружения, кН (тс).....	80 (8)
Масса одного шпунта, кг, не более.....	36
Габаритные размеры шпунта, мм.....	2000х300х33;
Гидроциклон, мм:	
диаметр.....	80
ход поршня.....	850
Несущая способность одного анкера, кН (тс).....	20 (2)
Количество механизмов погружения, шт.....	2
Масса устройства (без шпунтов), кг.....	3000

Укрепление стенок ремонтного котлована возможно путем ввода в бо-
лотную массу пенополиуретановой композиции (рис. 1.3).

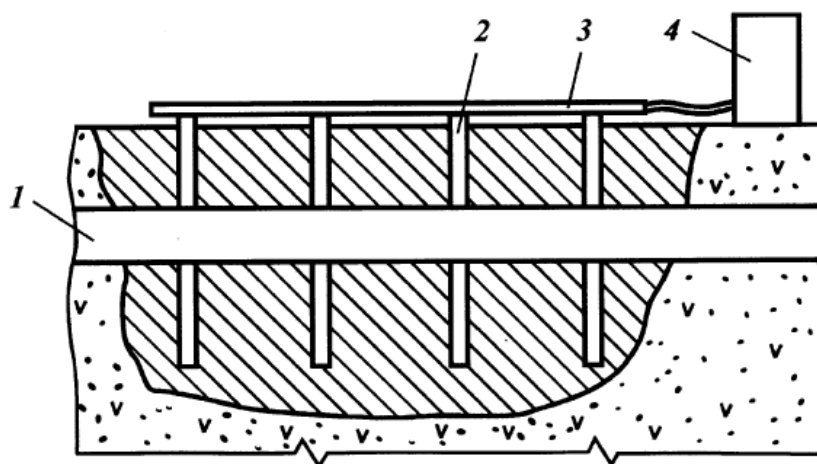


Рис. 1.3 – Способ создания ремонтного котлована с помощью
пенополиуретановой композиции:

1 – трубопровод; 2 – труба; 3 – гребенка; 4 – емкость

В зоне повреждения участка трубопровода 1, в болотную массу погружают вертикальные трубы 2 (рис. 1.3), которые подключают к гребенке 3, по которой в трубы под давлением из емкости 4 подают композицию пенополиуретана. Жидкая фаза композиции, вытесняя болотную массу в зоне повреждения, через 10–12 минут полимеризуется, увеличиваясь в объеме.

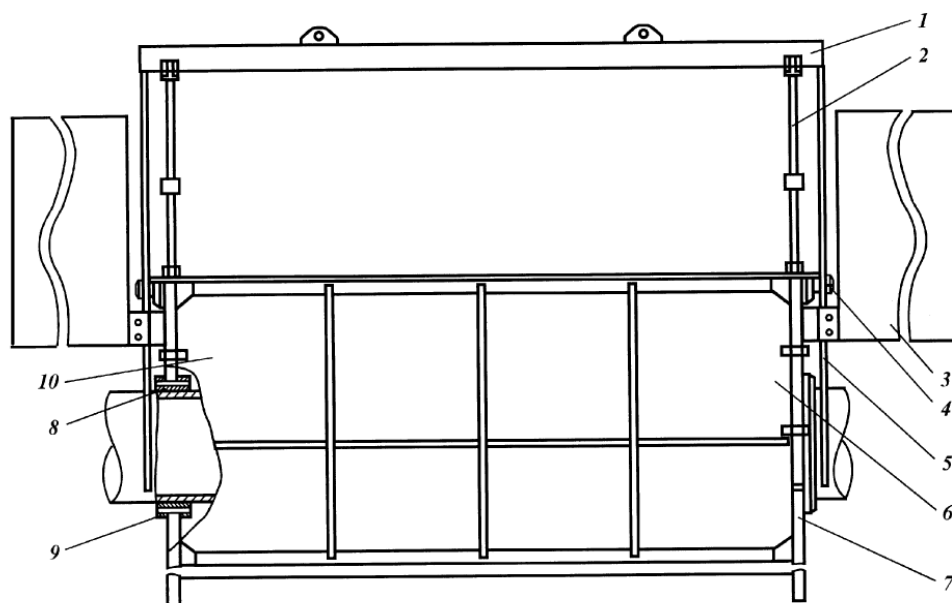
В образованном твердом массиве пенополиуретана разрабатывают котлован, например, путем вырезания мотопилами отдельных блоков с последующим их удалением.

В сильно переувлажненных грунтах и на болотах III типа создание ремонтного котлована с помощью шпунтовых ограждений невозможно. Для этих целей используются различные конструкции так называемых сухих доков, кессонов и герметичных камер.

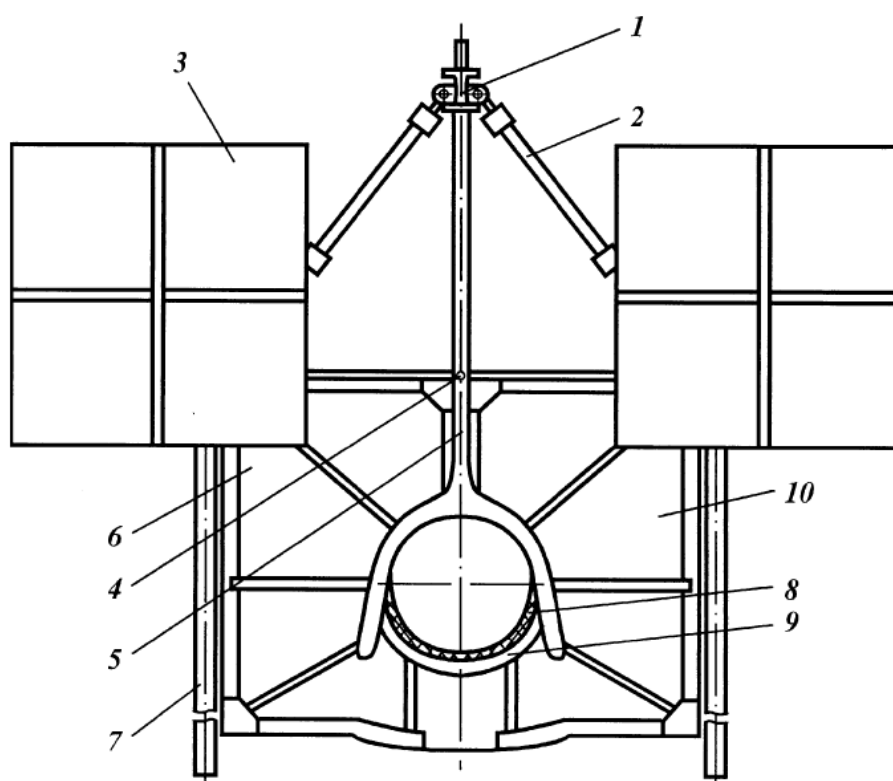
В институте ИПТЭР разработана ремонтная герметичная камера РГК, которая предназначена для создания котлована на трубопроводах диаметрами 530, 720, 820, 1020 и 1220 мм, проложенных на болотах всех типов. Камера РГК (рис. 1.4) представляет собой установку с гидравлическим приводом, которая монтируется с помощью крана образует ремонтный котлован на поврежденном участке нефтепровода. Корпус камеры состоит из двух шарнирно соединенных челюстей, которые смыкаются с помощью гидроцилиндров, обхватывая трубопровод торцевыми частями и образуя герметичную полость, открытую сверху. При необходимости борта камеры наращиваются одной или двумя приставками. Камера снабжена анкерными стойками, которые заворачиваются в грунт и придают ей устойчивость относительно трубопровода, а также противодействуют выталкивающей силе, создаваемой находящейся снаружи камеры жидкостью.

Через коллекторы с приямками достигается находящейся снаружи камеры жидкостью. Через коллекторы с приямками достигается полная откачка торфяно-водяной смеси из внутренней полости камеры.

					Проведение ремонтно-восстановительных работ в условиях болот	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14



а



б

Рис. 1.4 – Ремонтная герметичная камера: а – вид сбоку; б – вид спереди;
 1 – подвеска; 2 – гидроцилиндр; 3 – груз; 4 – шарнир; 5 – направляющая штанга;
 6 – челюсть левая; 7 – стойка анкерная; 8 – маслобензостойкая штанга; 9 – узел гермети-
 зации; 10 – челюсть правая

К месту аварийно-восстановительных работ на болоте камеру доставляют на непотопляемых санях, которыми оборудована камера.

Общее время подготовки камеры из транспортного положения рабочей бригадой из 5 человек составляет 2 ч, демонтажа – также 2 ч. Испытания показали, что камера РГК позволяет создавать ремонтный котлован на болотах, обводненных участках трассы при глубине заложения трубопровода до 2,2 м. Внутри камеры можно проводить работы по ликвидации мелких дефектов трубы; операции, связанные с заменой дефектного участка, включающие вырезку этого участка труборезными машинками (или другими известными способами), подгонку, центровку и сварку новой "катушки".

Разработано также устройство, которое позволяет проводить ремонтные работы на заболоченных и обводненных участках магистральных нефтепроводов. Устройство (рис. 1.5) состоит из двух частей, сваренных из листовой стали толщиной 1,5–2 мм. Верхняя часть 4 выполнена в виде прямоугольника, нижняя 5 имеет закругленную форму. На внутреннюю поверхность устройства наварены ребра жесткости 3 из полосовой стали. Нижняя часть несколько меньше верхней, так как по месту разъема должна входить в верхнюю. На место аварии нижняя и верхняя части доставляются вертолетом, проушины 2 и 8 служат для закрепления троса. Для удобства эксплуатации на внешнюю часть приварены скобы 7 и направляющие 6.

Нижнюю часть заводят под поврежденный участок трубы 1 с помощью водолазов и затем с помощью троса с винтовым зажимом закрепляют на трубе. Верхнюю часть с помощью направляющих соединяют с нижней и закрепляют болтами. Торцевой разъем также скрепляют болтами. После этого устройство оказывается прикрепленным к трубе, и винтовой зажим снимают.

Из собранного устройства откачивают воду, в нижнюю часть укладывают деревянный настил.

					Проведение ремонтно-восстановительных работ в условиях болот	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

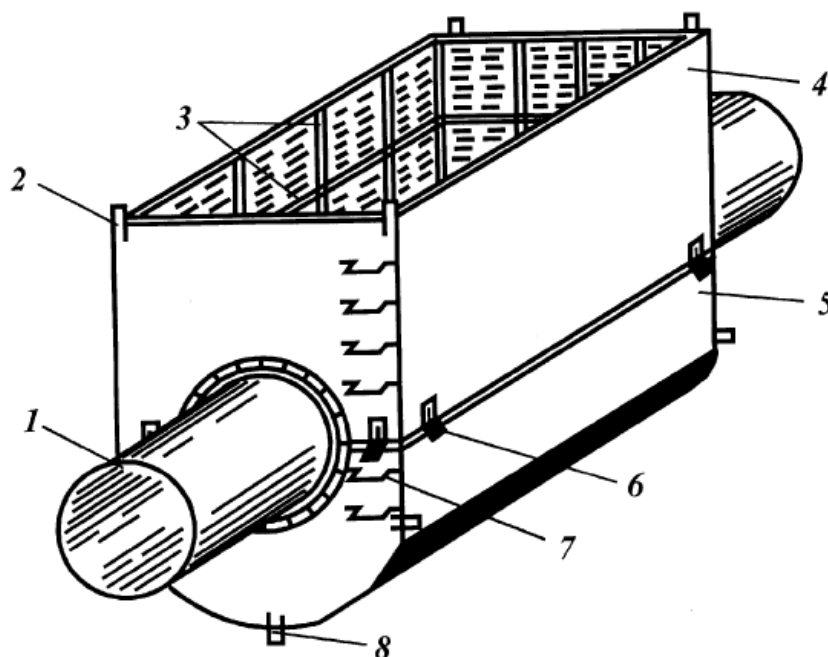


Рис. 1.5 – Устройство для ремонта трубопровода проложенного на болоте:

1 – трубка; 2, 8 – проушины; 3 – ребро жесткости; 4 – верхняя часть устройства;
5 – нижняя часть устройства; 6 – направляющая; 7 – скоба

Боковое уплотнение выполнено в виде шипа-паза, уплотняющий материал – резина или сальниковая набивка в виде жгута. Торцевое уплотнение выполнено в виде буксы, упирающейся через сальник в нажимной упор.

1.1. Виды ремонта магистральных трубопроводов и их специфика

Ремонт магистральных трубопроводов представляет собой комплекс технических мероприятий, направленных на восстановление основных фондов объектов трубопроводного транспорта. Цель ремонта – восстановление и поддержание первоначальных эксплуатационных качеств магистрального трубопровода в целом или его отдельных участков. Ремонт линейной части магистральных трубопроводов по объему и характеру выполняемых работ подразделяется на следующие основные виды:

- аварийный ремонт;
- текущий ремонт;
- капитальный ремонт.

К аварийному ремонту относят работы, связанные с ликвидацией аварий, возникающих в результате воздействия на трубопровод подземной коррозии; разрывов сварных стыков или трубопроводов по телу трубы; закупорок трубопровода, приводящих к полной или частичной его остановке; неисправностей в линейной арматуре: кранах, задвижках, камерах приема и пуска скребка и др.

После завершения сварочно-восстановительных работ на линейной части трубопроводов выполняют ремонт повреждений защитных покрытий, обнаруженных после вскрытия трубы, а также изоляцию зон сварных стыков с применением термоусаживающихся лент и манжет из эпоксидных, полиуретановых и других жидких полимерных композиций и лакокрасочных материалов.

Текущий ремонт – минимальный по объему и содержанию плановый ремонт, осуществляемый в процессе эксплуатации и заключающийся в систематически и своевременно проводимых работах по предупреждению преждевременного износа линейных сооружений, а также по устранению мелких повреждений и неисправностей.

Текущий ремонт подразделяют:

- на профилактический, количественно и качественно определенный и планируемый заранее по объему и выполнению;
- на непредвиденный, выявленный в процессе эксплуатации и выполненный в срочном порядке.

К текущему ремонту относят:

- работы, выполняемые при техническом обслуживании;
- ликвидацию мелких повреждений земляного покрова над трубопроводом;
- устройство и очистку водоотводных канав, вырубку кустарников;
- очистку внутренней полости трубопроводов от парафина, грязи, воды и воздуха;
- проверку состояния и ремонт изоляции трубопроводов шурфованием;

					Проведение ремонтно-восстановительных работ в условиях болот	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- ревизию и ремонт запорной арматуры, связанные с заменой сальника и смазки;
- ремонт колодцев, ограждений, береговых укреплений, переходов трубопроводов через водные преграды;
- проверку фланцевых соединений, крепежа, уплотнительных колец, осмотр компенсаторов;
- замер толщины стенок трубопроводов ультразвуковым толщиномером;
- подготовку линейных объектов трубопроводов к эксплуатации в осенне-зимних условиях, в период весеннего паводка и устранение мелких повреждений, причиненных весенним паводком;
- периодическую окраску надземных трубопроводов, арматуры, металлических и ограждающих конструкций.

Мероприятия по техническому обслуживанию и текущему ремонту трубопроводов проводят в основном без остановки перекачки.

Ремонт повреждений защитных покрытий, обнаруженных при шурфовании и после проведения ультразвуковой толщинометрии, выполняют с использованием ремонтных изоляционных материалов, аналогичных материалам, применяемым для нанесения основного изоляционного покрытия.

Капитальный ремонт – наибольший по объему и содержанию плановый ремонт, который проводят при достижении предельных значений износа в линейных сооружениях, и связанный с полной разработкой, восстановлением или заменой изношенных, или неисправных составных частей сооружений.

К капитальному ремонту линейной части относят:

- все работы, выполняемые при текущем ремонте;
- вскрытие траншей, подземных трубопроводов, осмотр и частичную замену изоляции;
- ремонт или замену дефектных участков трубопровода и запорной арматуры, их переиспытание и электрификацию арматуры;

					Проведение ремонтно-восстановительных работ в условиях болот	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

- замену фланцевых соединений, кронштейнов, опор и хомутов с последующим креплением трубопроводов к ним;
- просвечивание сварных швов;
- очистку полости и испытание трубопроводов на прочность и герметичность;
- окраску надземных трубопроводов, арматуры, металлических и ограждающих конструкций;
- ремонт колодцев и ограждений;
- берегоукрепительные и дноукрепительные работы на переходах трубопроводов через водные преграды;
- сооружение защитных кожухов на пересечениях с железными и шоссейными дорогами;
- ремонт и сооружение новых защитных противопожарных сооружений.

Технологический набор работ при капитальном ремонте трубопроводов примерно соответствует набору работ по их сооружению. Однако с точки зрения технологии, организации и управления он значительно сложнее, имеет свои специфические особенности. В организации проведения работ эти особенности заключаются в следующем: операции по вскрытию, подъему, очистке от старой изоляции, сварочно-восстановительные, изоляционно-укладочные работы и работы по засыпке трубопровода не могут быть совмещены в специализированном потоке, но должны быть выполнены в строгой технологической последовательности.

Особенности в технике и технологии проведения работ следующие:

- специфичность подготовительных работ, заключающаяся в определении положения трубопровода;
- наличие комплекса демонтажных работ, предшествующих выполнению всех остальных ремонтно-строительных операций;
- меньший удельный вес монтажных работ и больший для подъемно-укладочных операций;

					Проведение ремонтно-восстановительных работ в условиях болот	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– наличие специфических операций при ремонте стенки трубы, усилении стыков при частичной или полной замене трубы, секции или плети на отдельных участках трубопровода;

– сложность и трудоемкость производства вскрышных работ там, где требуется высокая квалификация машиниста для предотвращения повреждения стенки трубы ковшом (или ротором) экскаватора, а также значительная доля ручного труда;

– сложность и трудоемкость предварительной очистки трубопровода от старой изоляции и продуктов коррозии, существенное конструктивное отличие специальных ремонтно-строительных машин от тех же машин, применяемых при строительстве трубопроводов.

При производстве капитального ремонта линейной части трубопроводов выполняют следующие основные технологические работы: подготовительные, погрузочно-разгрузочные, транспортные, земляные, подъемно-очистные, сварочно-восстановительные, изоляционно-укладочные и контроль качества работ.

					Проведение ремонтно-восстановительных работ в условиях болот	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

ГЛАВА 2. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ГРУНТА

За основу я решил взять методы повышения устойчивости грунта при строительстве туннелей и шахт. Основными являются три способа: укрепление грунтов способом цементации, химическое закрепление грунтов (силикатизация) и искусственное замораживание грунтов.

2.1. Укрепление грунтов способом цементации

Цементацию грунтов применяют при проходке стволов шахт, усилении оснований фундаментов существующих зданий, для водоподавления и создания защитной цементной оболочки в грунте вокруг обделки сооруженного тоннеля. Процесс заключается в нагнетании под давлением через пробуренные скважины цементных, цементно-глинистых или глинистоцементных растворов, которые заполняют трещины, пустоты и поры в грунтовом массиве, что приводит к ликвидации или резкому сокращению водопритока. Наилучший эффект цементация дает в трещиноватых скальных грунтах, в валунно-галечниковых отложениях и гравелистых грунтах при скорости движения грунтовых вод до 300 м/сут и удельном водопоглощении не менее 0,5 л/мин. Не поддаются цементации мелкозернистые пески, плавунуны, глинистые грунты.

Различают два вида цементации: предварительную, осуществляемую до проходки выработки через скважины, пробуренные с поверхности или из забоя выработки, и последующую, выполняемую после проходки и закрепления выработки с целью заполнения оставшихся пустот.

При цементации с поверхности (рис. 2.1.1, а) скважины располагают на расстоянии 2–2,5 м от стены будущей выработки. Расстояние между скважинами 2–3 м. Глубина цементационных скважин зависит от размеров зоны цементации. Скважины бурят и породы цементируют в несколько приемов

					«Капитальный ремонт магистрального нефтепровода в условиях бо- лот методом искусственного замораживания грунта»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мотигуллин В.Р.			Методы повышения устой- чивости грунта	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шмурыгин В.А.					22	109
Консульт.						НИ ТПУ ИПР ТХНГ зр 3-2Т00		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

(зонами), в пределах 10–15 м. После окончания цементации (через 1–3 сут) цементную пробку разбуривают и скважину углубляют для подготовки к цементации следующего участка.

При цементации пород из забоя (рис. 2.1.1, б) скважины располагают на расстоянии 0,5–1 м от крепи через 0,8–1,5 м одну от другой под углом.

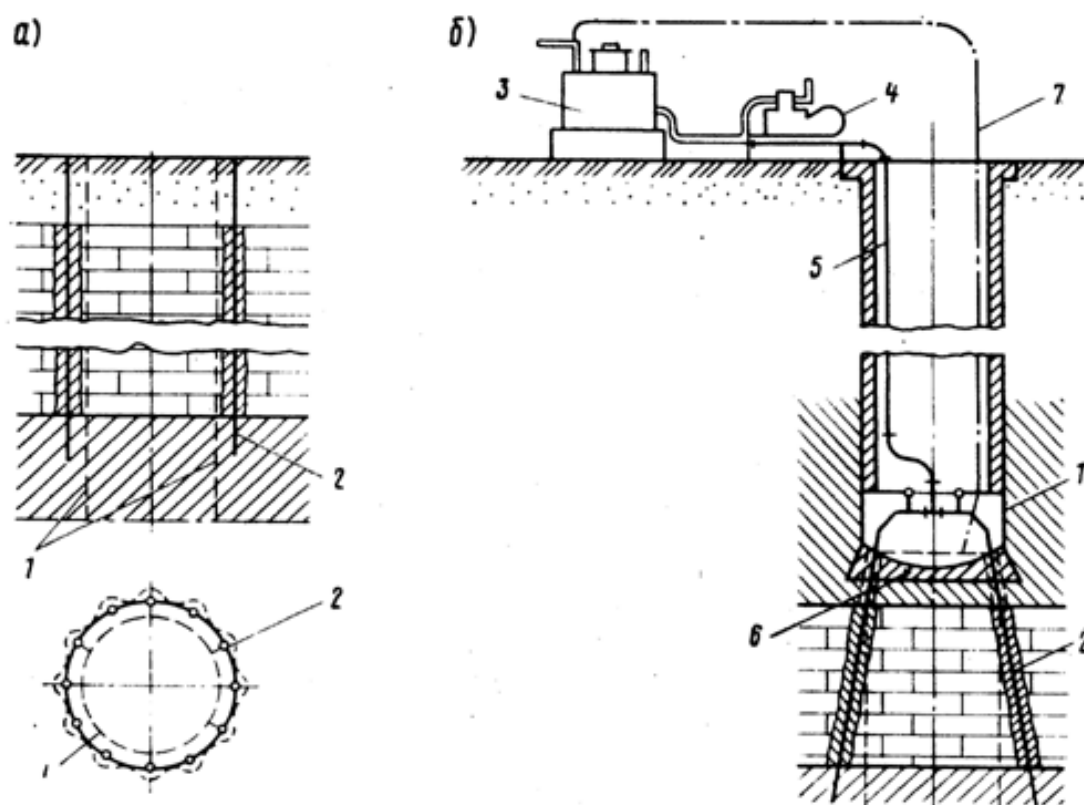


Рис. 2.1.1 – Схема цементации грунтов перед проходкой ствола шахты:

а – с поверхности земли; б – из забоя ствола; 1 – контур ствола; 2 – цементационная скважина (заштрихована зона нагнетания уплотняющего слоя цементного раствора); 3 – растворомешалка; 4 – растворовасос; 5 – цементационный трубопровод; 6 – тампонная перемычка; 7 – обратный трубопровод (при циркуляционном способе нагнетания раствора)

Для приготовления цементационных растворов применяют растворосмесители, а нагнетание производят цементными растворонасосами. Применяют также передвижные (смонтированные на автомобилях) цементационные установки, оборудованные смесительными баками, гидравлическими цементомешалками, водяными и цементационными насосами.

Цементацию можно вести нисходящими заходками, когда бурение и нагнетание производят последовательно участками сверху вниз, и восходя-

щими заходками, когда скважины бурят сразу на полную глубину, а раствор нагнетают с одновременным подъемом иньектора.

Очередность нагнетания раствора в скважины устанавливается проектом в зависимости от характера трещиноватости и водоносности пород. Цементацию заканчивают, когда удельное водопоглощение пород не превышает 0,05 л/мин на 1 м длины скважин.

2.2. Химическое закрепление грунтов

При строительстве метрополитенов химическими методами закрепляют грунты под фундаментами зданий и сооружений, расположенных вблизи трассы метрополитена, с целью защиты от возможных осадок при проходке тоннелей закрытым способом, а также для защиты подземных коммуникаций от просадок и в некоторых других случаях.

Процесс заключается в нагнетании в грунт под давлением (через систему иньекторов или скважин) водных растворов силиката натрия (жидкого стекла) с отвердителем или синтетической смолы с отвердителем. В первом случае процесс называют силикатизацией, во втором – смолизацией.

При силикатизации также широко используют цементносиликатные и глиносиликатные растворы в смеси с отвердителями.

В качестве отвердителей можно применять хлористый кальций, ортофосфорную, кремнефтористоводородную или щавелевую кислоту, алюминат натрия.

При смолизации используются водные растворы карбамидных смол с кислотными отвердителями.

Вид, концентрацию и рецептуру растворов выбирают в зависимости от физико-механических свойств грунтов и гидрогеологических условий закрепляемого участка.

Силикатизацию (двух и однорастворную) и смолизацию можно использовать как способ постоянного закрепления грунтов оснований зданий и сооружений на весь период их эксплуатации. Эти способы эффективные в пес-

					<i>Методы повышения устойчивости грунта</i>	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

чаных грунтах и трещиноватых скальных породах с коэффициентом фильтрации от 0,5 до 80 м/сут.

Инъектор для вертикального инъецирования (рис. 2.2.1) представляет собой колонну стальных бесшовных труб 3. Нижняя часть инъектора состоит из конического наконечника 5 и участка цельнотянутой трубы 4, по периметру которой просверлены отверстия диаметром 3 мм, расположенные в шахматном порядке. От засорения грунтом отверстия защищены резиновыми клапанами. Верхняя труба имеет штуцер 2 для присоединения к нагнетательному шлангу и съемный наголовник для восприятия ударов при погружении.

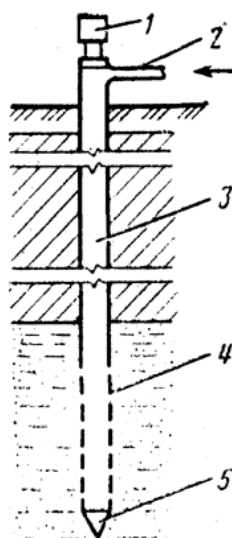


Рис. 2.2.1 – Вертикальный инъектор для закрепления грунтов

При двухрастворной силикатизации производят поочередное нагнетание через инъекторы силиката натрия (жидкого стекла) и раствора отвердителя (хлористого кальция).

При однорастворной силикатизации одновременно нагнетают гелеобразующую смесь из раствора силиката натрия с отвердителем. По этой же технологии нагнетаются цементносиликатные и глиносиликатные растворы, состоящие из смеси цемента или бентонитовых глин, силиката натрия.

В песчаных и других слабых грунтах инъекторы погружают в грунт ударами пневматических молотков или дизельмолотов копровых установок. В гравелистых, трещиноватых скальных грунтах инъекторы погружают в предварительно пробуренные скважины.

При проведении работ из забоя тоннеля применяются горизонтальные иньекторы, состоящие из манжетных колонн и тампонов. Манжетная колонна состоит из звеньев, труб, которые наращивают по мере бурения колонны или ее углубления в скважину. На каждом звене расположены прорези с отверстиями, прикрытыми резиновыми манжетами. Первое звено манжетной колонны имеет наконечник для заглубления в грунт.

Тампон представляет собой две соединенные друг с другом трубы, имеющие в средней части отверстия для выхода раствора, прикрытые резиновой манжетой, а на концах разжимные клапаны, которые регулируют проникновение раствора в строго ограниченную зону иньекционной манжетной колонны. Тампон закрепляют на трубе, по которой подается иньекционный раствор в зону между двумя клапанами.

Нагнетание химических растворов ведут заходками, обеспечивающими монолитность закрепления грунта. Так, закрепление грунта с помощью вертикальных иньекторов ведут сверху вниз заходками на длину перфорированной части иньектора. На каждой заходке нагнетают раствор, в результате чего вокруг иньектора образуется столбчатый участок закрепленной породы (рис. 2.2.2). Иногда применяют нагнетание восходящими заходками, при котором иньектор сразу забивают на полную глубину, а затем поднимают вверх по мере нагнетания отдельными заходками. Для сплошного закрепления массива грунта иньекторы располагают в плане рядами в шахматном порядке. Радиус зоны закрепления породы вокруг одного иньектора зависит от коэффициента фильтрации грунтов и колеблется в пределах от 30 до 100 см. При закреплении грунта в процессе проходки тоннеля глубина заходки может колебаться в пределах от 5–8 до 25–30 м в зависимости от гидрогеологических условий участка и длины пробуриваемых скважин.

Расстояние между иньекторами в ряду, а также расстояния между рядами иньекторов принимают в полтора раза (или несколько больше) превышающими радиус зоны закрепления грунта от одного иньектора. Бурение скважин или задавливание иньекторов ведут при наличии впереди забоя це-

					<i>Методы повышения устойчивости грунта</i>	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

лика закрепленного грунта или бетонной стенки, в которой устанавливают кондукторы для бурения скважин, установки иньекторов и в случае необходимости запорной арматуры, для предотвращения выброса водоносного грунта.

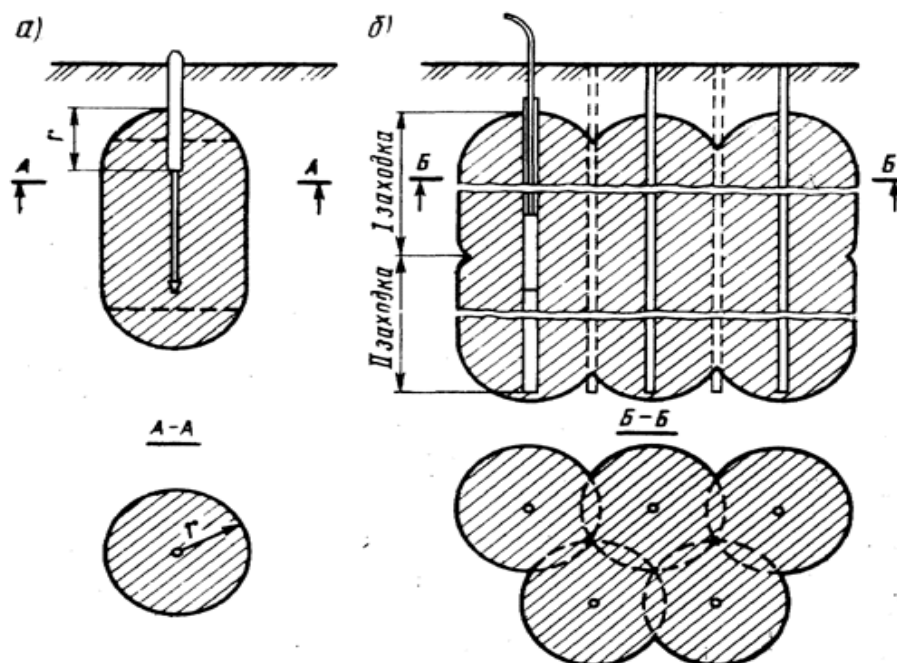


Рис. 2.2.2 – Схема расположения иньекторов в массиве закрепляемого грунта:

а – при одиночной иньекции; б – при закреплении на глубину двух заходок

Иньекцию раствора выполняют следующим образом. Манжетную колонну устанавливают сразу на всю длину пробуренной скважины. Тампон закрепляют на трубе, по которой подается раствор, и вдвигают ее в манжетную колонну до конца последней. По мере продвижения тампона на нужную длину трубу наращивают. Среднюю часть тампона с отверстиями устанавливают строго против отверстий в манжетной колонне в тех местах, где надо делать иньекцию. Этим обеспечивается быстрота и качество работ по закреплению грунтов.

В ряде случаев применяют прямое иньецирование в грунт через иньекторы без применения манжетных колонн. Технология таких работ заключается в последовательной обработке зоны неустойчивых грунтов заходками по 3–5 м в направлении от забоя в глубь горного массива (рис. 2.2.3). Работу начинают с бурения скважин, установки иньекторов и закрепления грунта на

первой заходке у бетонной стенки. Затем повторяют те же операции на следующей заходке, пока вся зона не будет закреплена.

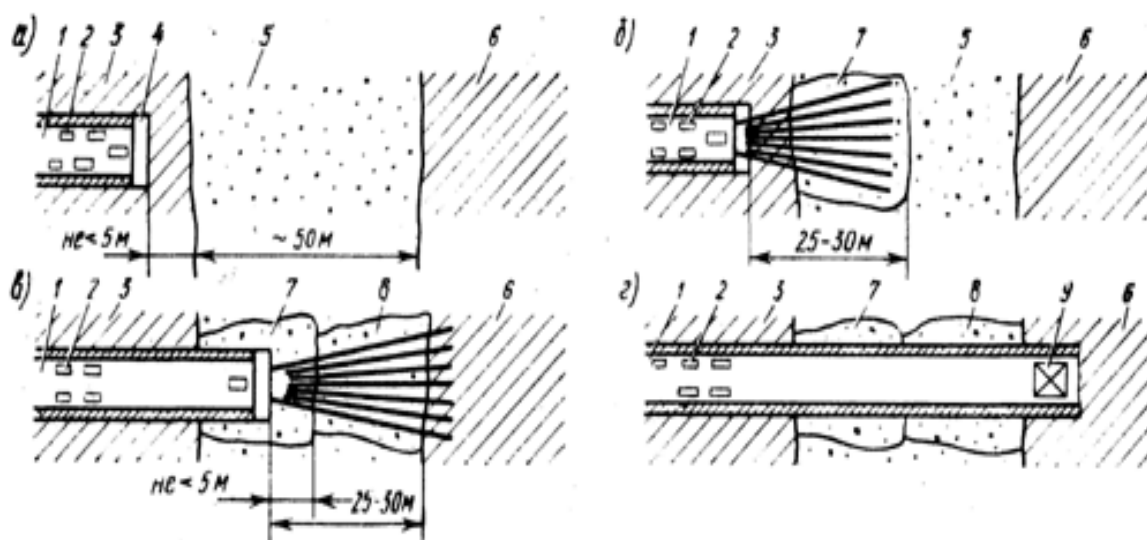


Рис. 2.2.3 – Схема химического закрепления грунта при проходке горизонтальной выработки:

а – подготовка тоннеля к производству закрепления грунтов; б – бурение скважин для закрепления первого (начального) участка зоны неустойчивых грунтов; в – проходка тоннеля по первому участку закрепленных грунтов; г – выход тоннеля из зоны закрепленных неустойчивых грунтов; 1 – тоннель; 2 – оборудование для химического закрепления грунтов; 3 и 6 – зоны устойчивых грунтов; 4 – бетонная предохранительная стенка; 5 – зона неустойчивых грунтов; 7, 8 – первый и второй участки зоны неустойчивых грунтов, закрепленные химическим способом; 9 – проходческое оборудование

2.2.1. Способы нагнетания растворов

Технологию процесса двухрастворной силикатизации выбирают в зависимости от скорости движения подземных вод: чем больше скорость, тем быстрее должны вступить в химическую реакцию нагнетаемые растворы, чтобы не произошло их вымывание.

При последовательном способе иньектор забивают на глубину первой заходки, нагнетают жидкое стекло, затем забивают его на глубину второй заходки и снова нагнетают тот же раствор, повторяя процесс до требуемой глубины. После этого иньектор извлекают, забивают на полную глубину другой

инъектор и, постепенно извлекая его, нагнетают раствор хлористого кальция. Этот способ применяют при скоростях потока воды менее 1 м/сут.

При способе нагнетания по заходкам на глубину каждой заходки поочередно забивают и извлекают инъектор для жидкого стекла и инъектор для хлористого кальция. Этот способ применим при скоростях потока воды от 1 до 3 м/сут.

При одновременном способе нагнетания на каждую заходку забивают два инъектора на расстоянии 15–20 см один от другого и одновременно нагнетают в инъектор жидкое стекло, в другой – раствор хлористого кальция. Этот способ целесообразно применять при скоростях потока более 3 м/сут.

Однорастворную силикатизацию применяют для закрепления мелкозернистых и пылеватых песков с коэффициентом фильтрации 0,5–2,0 м/сут. Гелеобразующую смесь готовят непосредственно перед нагнетанием путем смешивания в смесителе жидкого стекла с раствором отвердителей и сразу же с помощью насосов через инъектор нагнетают в грунт.

Смолизацию грунтов ведут по принципу однорастворной силикатизации. Рабочий раствор готовят непосредственно перед нагнетанием в такой последовательности: в отдельных баках готовят растворы смолы и отвердителя. Затем к раствору смолы добавляют отвердитель и после тщательного перемешивания смесь нагнетают в грунт через инъекторы. Время гелеобразования 1,5–4 ч. При силикатизации и смолизации необходимо вести постоянный контроль качества исходных материалов и строго соблюдать подобранные лабораторным путем их количества при перемешивании. Качество выполненных работ проверяют путем забивки в разных местах контрольных инъекторов, через которые нагнетают воду для определения остаточного удельного водопоглощения закрепленных грунтов.

2.3. Искусственное замораживание грунтов

Искусственное замораживание грунтов на строительстве метрополитенов применяют при проходке стволов шахт, эскалаторных тоннелей, пере-

					<i>Методы повышения устойчивости грунта</i>	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

гонных тоннелей, строительстве станций закрытого способа, разработке котлованов под сооружения метрополитена возводимых открытым способом.

Искусственное замораживание грунтов позволяет создать прочное ограждение кругового или прямоугольного очертания из замороженного грунта, препятствующее проникновению в сооружаемую выработку грунтовой воды или водонасыщенных неустойчивых грунтов. Такое ограждение воспринимает давление окружающего выработку или котлован грунта, а также гидростатический напор грунтовых вод.

2.3.1. Замораживание грунтов рассольным способом

Для замораживания грунтов обычно используют так называемый холодильный агент (хладагент). Обычно в качестве хладагента применяют охлажденный водный раствор хлористого кальция (рассол), который обладает способностью оставаться жидким при отрицательных температурах. Такой рассол, охлажденный на замораживающей станции, по системе труб подают к замораживающим колонкам, опущенным в пробуренные скважины.

Для создания ледогрунтового ограждения предварительно по контуру будущей выработки через всю толщу водоносных грунтов бурят скважины, заглубляя концы их на 2–5 м в водоупорный грунт (глины, плотные безводные сланцы, мергели). Расстояние между этими скважинами определяется проектом из расчета, что радиус намораживаемого вокруг скважины ледогрунтового цилиндра составляет 1,25–1,5 м.

В случаях, когда не представляется возможным заглубить контурные замораживающие скважины в водоупор, грунтовой массив замораживают по всему сечению сооружаемой выработки, для чего замораживающие скважины бурят и внутри контурных скважин.

В пробуренные скважины опускают замораживающие трубы – колонки (рис. 2.3.1.1) с наглухо заваренным нижним концом (дном). В колонки опускают трубы меньшего диаметра, не доходя дна на 40–50 см с открытым нижним концом – питающие трубы.

					Методы повышения устойчивости грунта	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Замораживающие колонки через специальные оголовки соединяют в расположенную на поверхности общую систему, состоящую из трубы-распределителя, по которой к питающим трубам подается охлажденный на замораживающей станции раствор хлористого кальция (рассол), и трубы – коллектора, отводящей рассол из колонок к той же станции.

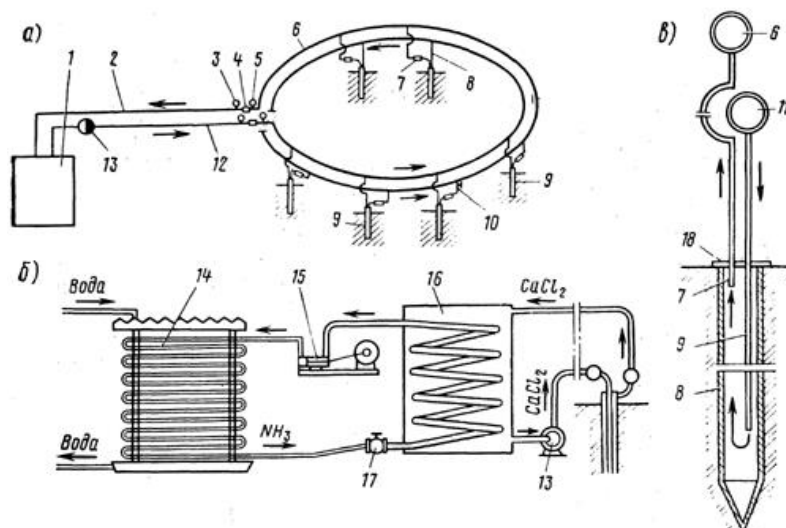


Рис. 2.3.1.1 – Установка для замораживания грунтов:

а – схема циркуляции раствора; б – схема замораживающей станции; в – конструкция замораживающей колонки; 1 – рассольный бак; 2 – обратный рассолопровод; 3 – термометр; 4 – водомер; 5 – манометр; 6 – коллекторное кольцо; 7 – отводящая труба; 5 – замораживающие колонки; 9 – питающая труба; 10 – кран; 11 – распределительный рассолопровод; 12 – прямой рассолопровод; 13 – насос; 14 – конденсатор; 15 – аммиачный компрессор; 16 – испаритель; 17 – регулирующий вентиль; 18 – головка замораживающей колонки

На замораживающей станции монтируют насосно-компрессорные агрегаты и устройства, предназначенные для обеспечения работы всей системы замораживания. Холодный рассол насосами нагнетается в распределитель, откуда он равномерно расходится по питающим трубам замораживающих колонок. Достигнув дна колонки, рассол, давление которого поддерживается насосами на станции, поднимается вверх по кольцевому пространству между питающей трубой и замораживающей колонкой, омывая ее внутренние стенки. При этом происходит теплообмен: рассол отнимает тепло у грунта, окружающего колонку, и понижает его температуру, что постепенно приводит к

замораживанию грунта. Затем из колонки через оголовок рассол поступает в коллектор, а из него на замораживающую станцию, где вновь охлаждается.

На замораживающей станции монтируют две системы машин и механизмов. Первая система (аммиачная) предназначена для охлаждения рассола аммиаком и включает компрессор, конденсатор и испаритель, соединенные трубопроводами. Вторая система (рассольная) предназначена для обеспечения циркуляции рассола и включает рассольный бак, насос, трубопроводы, распределитель, коллектор и замораживающие колонки.

Охлаждение рассола происходит следующим образом. Компрессор сжимает засасываемые из испарителя пары жидкого аммиака до давления 0,8–1,2 МПа, при этом происходит нагрев паров аммиака. Сжатые пары аммиака поступают по трубопроводу в конденсатор, состоящий из труб, постоянно омываемых холодной водой, где пары аммиака охлаждаются, превращаясь в жидкость. Жидкий аммиак поступает в испаритель. Секции испарителя находятся в баке, заполненном рассолом – водным раствором хлористого кальция, замерзающим при температуре минус 34⁰С. Испаряясь, жидкий аммиак отнимает от рассола значительное количество тепла, необходимое для парообразования, при этом рассол охлаждается до температуры минус 20–26⁰С. Затем с помощью центробежного насоса охлаждаемый рассол нагнетается в распределитель, из которого поступает в замораживающие колонки, и, отдавая часть холода грунту, возвращается обратно по коллектору в испаритель для повторного охлаждения. Далее цикл повторяется.

Постепенно вокруг каждой колонки образуется массив замороженного грунта цилиндрической формы. При дальнейшем замораживании объем замороженных цилиндров увеличивается, и они смерзаются между собой в сплошной кольцевой массив (рис. 2.3.1.2).

Время, необходимое для образования замороженного массива, зависит от гидрогеологических условий, числа замораживающих колонок, температуры циркулирующего рассола, проектной толщины замороженного массива. Ориентировочный срок для создания замороженного контура при расстоянии

					<i>Методы повышения устойчивости грунта</i>	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

между скважинами 1,25 м колеблется в пределах от 40 до 60 сут. при круглосуточной работе замораживающей станции. Этот процесс называют активным замораживанием. Чтобы массив поддерживался в замороженном состоянии, замораживающая станция в течение всего времени проходки в замороженной зоне работает по режиму, определяемому в проекте (в одну или две смены) – это период поддержания замораживания.

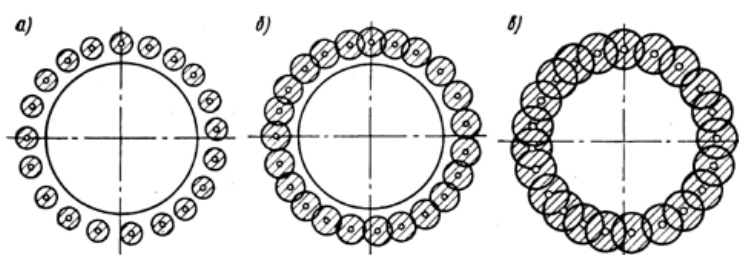


Рис. 2.3.1.2 – Последовательность образования ледогрунтового кольцевого массива вокруг ствола шахты:

а – начальный период; б – середина процесса; в – конец замораживания

Об образовании замкнутого ледогрунтового ограждения судят по поднятию уровня воды в специально пробуренной контрольной гидрогеологической скважине. Когда образование замкнутого ледогрунтового ограждения на одном из водоносных горизонтов заканчивается и начинается его утолщение, вода внутри замороженного контура испытывает давление утолщающихся стен ограждения, и уровень воды в контрольной скважине поднимается.

Работы по проведению замораживания начинают с бурения скважин и установки в них замораживающих колонок с питающими трубами. Параллельно ведут работы по строительству замораживающей станции, монтажу оборудования и рассолопроводов с таким расчетом, чтобы к окончанию бурения скважин можно было провести испытания и ввести всю систему в работу.

Производство горнопроходческих и строительных работ в замороженной зоне имеет ряд особенностей. Работы следует вести при тщательном контроле за состоянием ледогрунтового ограждения и режимом работы замора-

живающей станции для сохранения размеров ледогрунтового ограждения и его температуры.

При открытых работах выемку грунта из котлована в период положительных температур воздуха необходимо вести с защитой стенок ледогрунтового ограждения от действия атмосферных осадков и солнечных лучей.

При разработке грунта буровзрывным способом необходимо соблюдать меры предосторожности, не допускать деформации ледогрунтового ограждения и повреждения замораживающих колонок.

После окончания проходческих работ и возведения постоянной отделки сооружения приступают к оттаиванию замороженных грунтов, которое может происходить естественным путем или выполняется искусственно путем нагнетания в скважины нагретого рассола или воды.

2.3.2. Низкотемпературное замораживание с использованием жидкого азота

В последние годы в практике метростроения для искусственного замораживания грунтов стали применять новый хладагент – жидкий азот, представляющий собой бесцветную жидкость, температура испарения которой очень низка (при атмосферном давлении она равна минус 195,8⁰С).

Получают жидкий азот на специальных заводах путем сжижения атмосферного воздуха при низких температурах и последующего разделения его на жидкий азот и кислород, имеющие разные температуры испарения. Жидкий азот транспортируют в специальных емкостях (танках).

В отличие от других промышленных хладагентов (аммиака, фреона), которые можно использовать только в замкнутой системе холодильной установки, жидкий азот используют однократно (испаряющийся газ выпускают в окружающую среду).

Способ низкотемпературного замораживания с применением жидкого азота обладает рядом преимуществ в сравнении с обычным (рассольным) замораживанием. При замораживании жидким азотом не нужны замораживающие станции, а также сети трубопроводов. Доставленный на стройплощад-

					<i>Методы повышения устойчивости грунта</i>	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ку жидкий азот из цистерн пускают сразу в замораживающие колонки. Скорость замораживания увеличивается, что особенно важно при больших скоростях фильтрации грунтовых вод, а также при поступлении термальных и минерализованных вод.

Доставляют жидкий азот в смонтированных на автомобилях цистернах вместимостью 1200, 3000 и 5000 л и более. На замораживание 1 м³ грунта с содержанием воды до 30% расходуется 1000 л жидкого азота. Скорость замораживания грунта составляет 10–15 см/сут и превышает скорость водопритока в замороженную зону, поэтому интенсивного пучения и водонасыщения грунта не происходит. Жидкий азот взрывопожаробезопасен, нетоксичен и недорог.

При низкотемпературном замораживании замораживающие колонки соединяют последовательно в одну систему. Жидкий азот поступает во внутреннюю (питающую) трубу первой замораживающей колонки. В кольцевом пространстве колонки жидкий азот испаряется и в газообразном состоянии поднимается к оголовку колонки, откуда затем по трубопроводу поступает в питающую трубу соседней колонки и т. д. (рис. 2.3.2.1). Из последней колонки системы он поступает в атмосферу при температуре около минус 40°С.

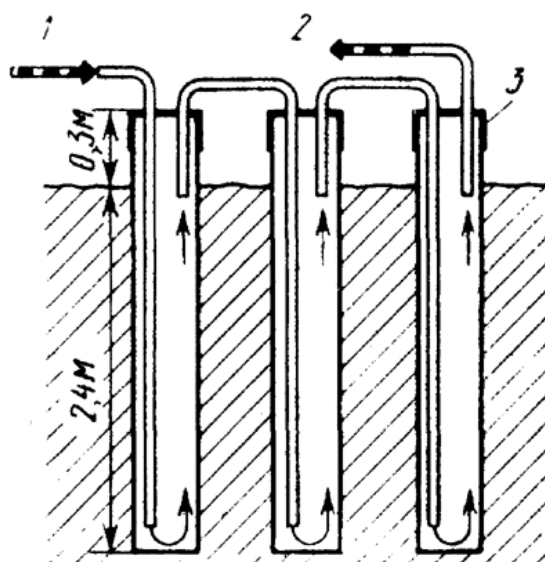


Рис. 2.3.2.1 – Схема низкотемпературного (азотного) замораживания:

1 – подводящая трубка; 2 – трубка для отвода испарившегося азота;

3 – стальной оголовок замораживающей колонки

Применение технологии низкотемпературного замораживания эффективно при ликвидации прорывов воды и плывунов в горные выработки, а также при выполнении срочных работ в водоносных грунтах.

Искусственное замораживание является универсальным средством стабилизации грунтов и обеспечения возможности ведения работ в водоносных породах. В то же время оно имеет ряд недостатков.

Пучение обводненных грунтов вследствие увеличения их объема при замораживании и осадка при оттаивании может приводить к деформациям поверхностных сооружений, под которыми ведутся работы по замораживанию, особенно если они выполняются на небольшой глубине. Подготовительные работы сложны, а сам процесс замораживания длителен, стоимость таких работ довольно высока.

Совмещенное применение замораживания и водопонижения позволяет осушить грунт в котловане, огражденном замкнутой водонепроницаемой ледогрунтовой стеной.

Классификация способов закрепления грунтов приведена на (рис. 2.3.2.2), а на (рис. 2.3.2.3) приведены методы строительства ремонтного котлована.

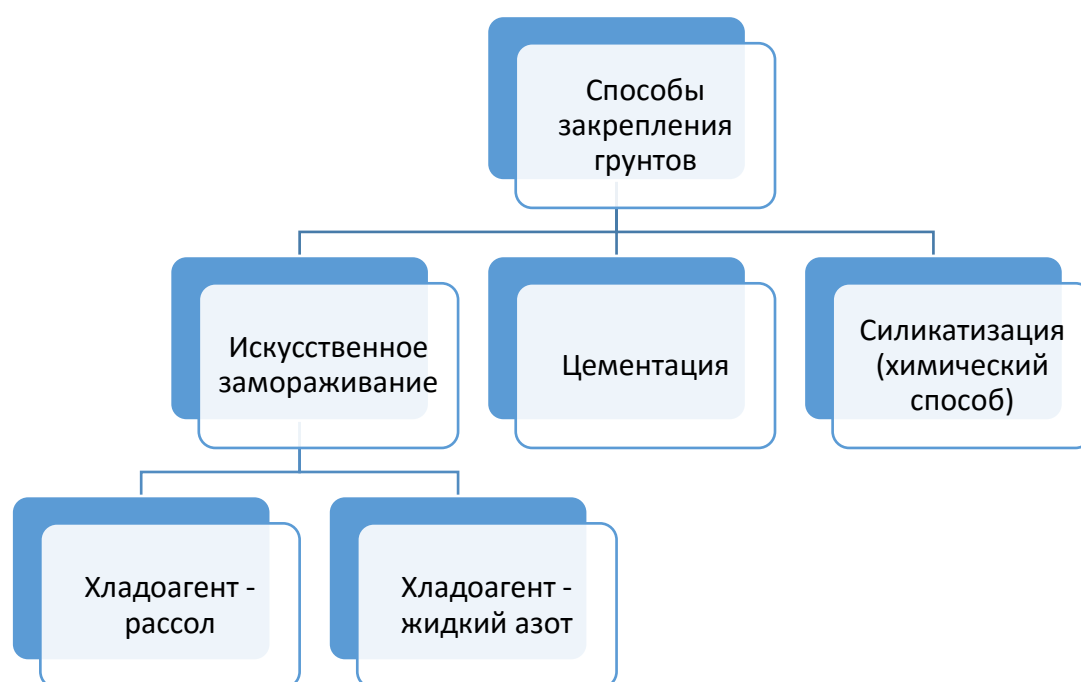


Рис. 2.3.2.2 – Классификация способов закрепления грунтов

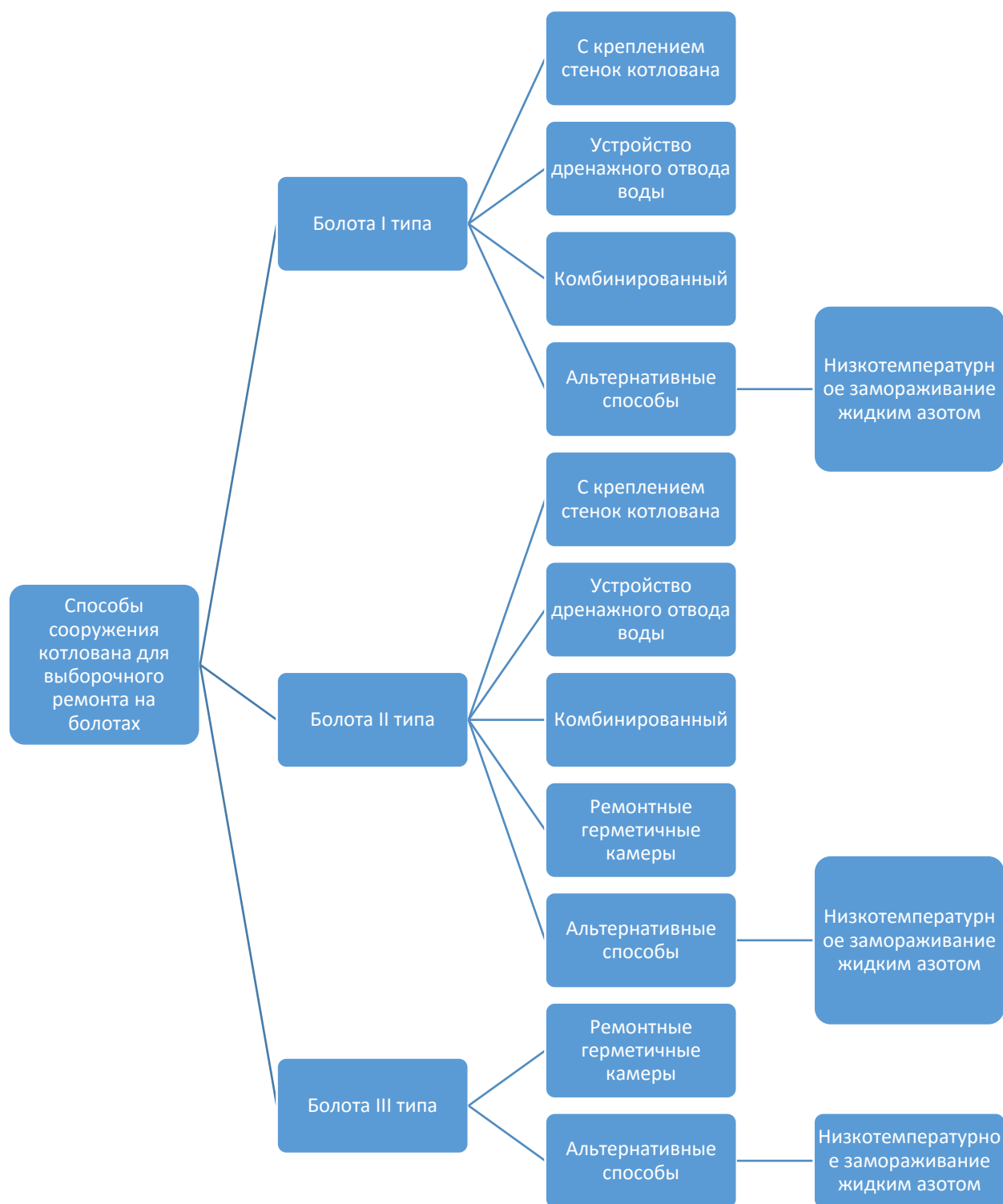


Рис. 2.3.2.3 – Методы строительства ремонтного котлована

ГЛАВА 3. ИСКУССТВЕННОЕ ЗАМОРАЖИВАНИЕ ГРУНТОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ РЕМОНТНЫХ КОТЛОВАНОВ

Из трех вышеописанных методов я решил выбрать метод искусственного низкотемпературного замораживания грунта с использованием жидкого азота по следующим причинам.

Способ цементации невозможно применить в данных условиях, так как мелкозернистые пески, плывуны, глинистые грунты не поддаются цементации.

Способ силикатизации возможно применить для увлажненных грунтов, но грунты подвергшиеся силикатизации невозможно вернуть в исходное состояние. С точки зрения экологии такие методы использовать непредпочтительно.

За последние два десятилетия замораживание грунта жидким азотом из экзотической сферы применения газа с множеством неизвестных факторов превратилось в стандартную методику обработки неустойчивых грунтов и мест утечек.

Использование данного процесса обладает большим числом достоинств:

- монтаж установки замораживания с использованием жидкого азота может быть произведен очень быстро;
- объем капиталовложений в установку замораживания с использованием жидкого азота составляет всего лишь небольшую часть капиталовложений, требуемых для монтажа установки замораживания с использованием рассола;
- температура замерзшего грунта будет намного ниже, чем в случае использования установки замораживания с использованием рассола. Это увеличивает устойчивость грунта;

					«Капитальный ремонт магистрального нефтепровода в условиях болот методом искусственного замораживания грунта»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мотигуллин В.Р.			Искусственное замораживание грунтов при стро- ительстве ремонтных котлованов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шмурыгин В.А.					38	109
Консульт.						НИ ТПУ ИПР ТХНГ гр 3-2Т00		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

- низкая температура жидкого (минус 196⁰С) позволяет произвести замораживание за 4 дня, что намного меньше, чем при процессе замораживания с использованием рассола, на который может уйти месяц;
- процесс является безвредным для окружающей среды, не используются опасные вещества, не происходит загрязнения грунтовых вод;
- процесс выполняется автоматически;
- гибкость задания формы зоны замораживаемого грунта;
- сочетание уплотнения и статической опоры;
- нетребовательность к значениям влажности грунта (5-100%);
- замерзший грунт является на 100% водонепроницаемым, не происходит приток грунтовых вод;
- твердость замороженного грунта близка к твердости бетона;
- затвердевание грунта является всего лишь временным. После отключения подачи жидкого азота замерзший грунт оттает в течение нескольких недель;

Также стоит заметить и экономический фактор, расход жидкого азота на замораживание 1 м³ грунта составляет около 600 кг.

3.1. Технологии замораживания грунтов для ремонтного котлована

Искусственное замораживание грунтов позволяет создать прочное ограждение вокруг ремонтного котлована из замороженного грунта, препятствующее проникновению в сооружаемую выработку грунтовой воды или водонасыщенных неустойчивых грунтов. Такое ограждение должно воспринимать давление окружающего выработку или котлован грунта, а также гидростатический напор грунтовых вод.

Работы по проведению замораживания начинают с установки замораживающих колонок с питающими трубами. Параллельно ведут работы по установке цистерны с жидким азотом, монтажу оборудования и азотопроводов с таким расчетом, чтобы к окончанию бурения скважин можно было провести испытания и ввести всю систему в работу.

					Искусственное замораживание грунтов при строительстве ремонтных котлованов	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для создания ледогрунтового ограждения предварительно по контуру будущей выработки через всю толщу водоносных грунтов опускают замораживающие трубы – колонки (рис. 3.1.1) с наглухо заваренным нижним концом (дном). Расстояние между этими трубами определяется проектом из расчета, что радиус намораживаемого вокруг скважины ледогрунтового цилиндра составляет 1,25–1,5 м.

Для замораживания грунтов жидким азотом используют замораживающие колонки такой же конструкции, как и при рассольном. В качестве замораживающих труб применяют стальные трубы диаметром 60–72 мм. В качестве питающих используют трубы из нержавеющей стали диаметром 15–38 мм.

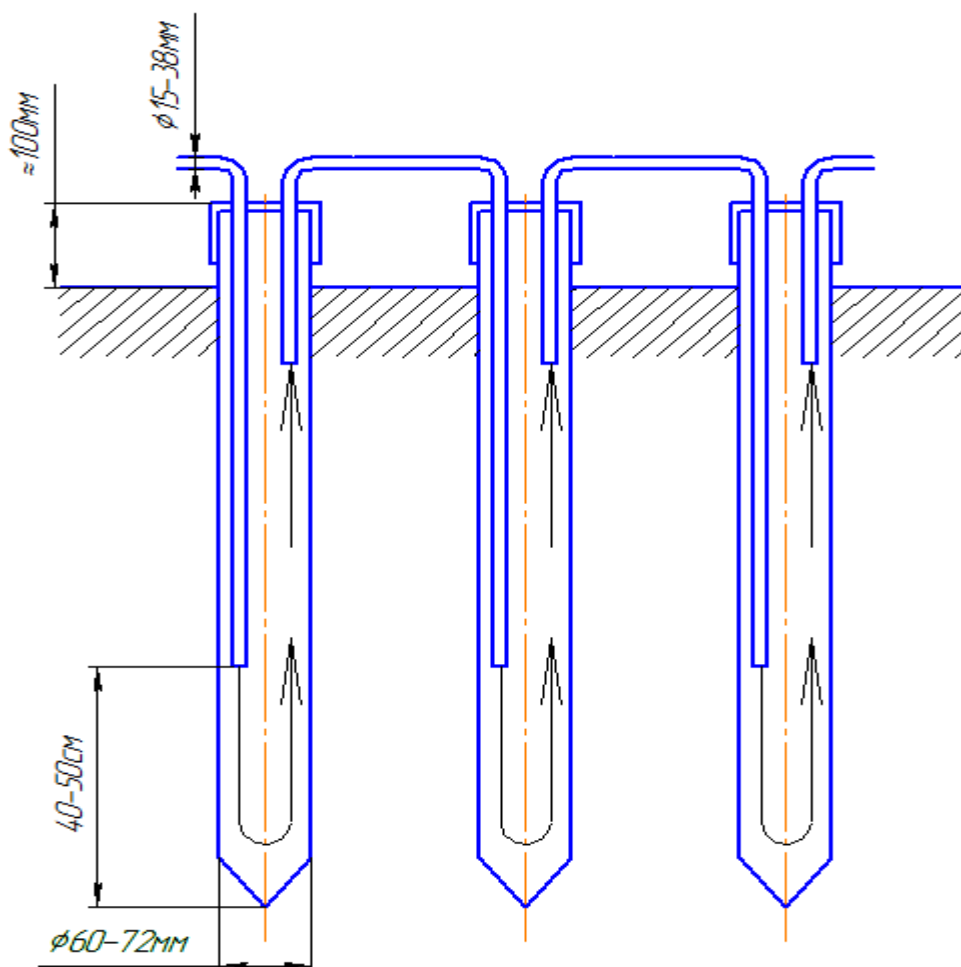


Рис. 3.1.1 – Замораживающие колонки

В колонки, не доходя до дна на 40–50 см, опускают трубы меньшего диаметра с открытым нижним концом – питающие трубы. Замораживающие

					Искусственное замораживание грунтов при строительстве ремонтных котлованов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

колонки соединяют последовательно в одну систему. Колонки через специальные оголовки соединяются питающими трубами, по которым подается жидкий азот. Жидкий азот под действием внутреннего давления цистерны нагнетается в питающие трубы.

Жидкий азот поступает во внутреннюю (питающую) трубу первой замораживающей колонки. В кольцевом пространстве колонки жидкий азот испаряется и в газообразном состоянии поднимается к оголовку колонки, откуда затем по трубопроводу поступает в питающую трубу соседней колонки и т. д. (рис. 3.1.2). Из последней колонки системы он поступает в атмосферу при температуре около – минус 40⁰С.

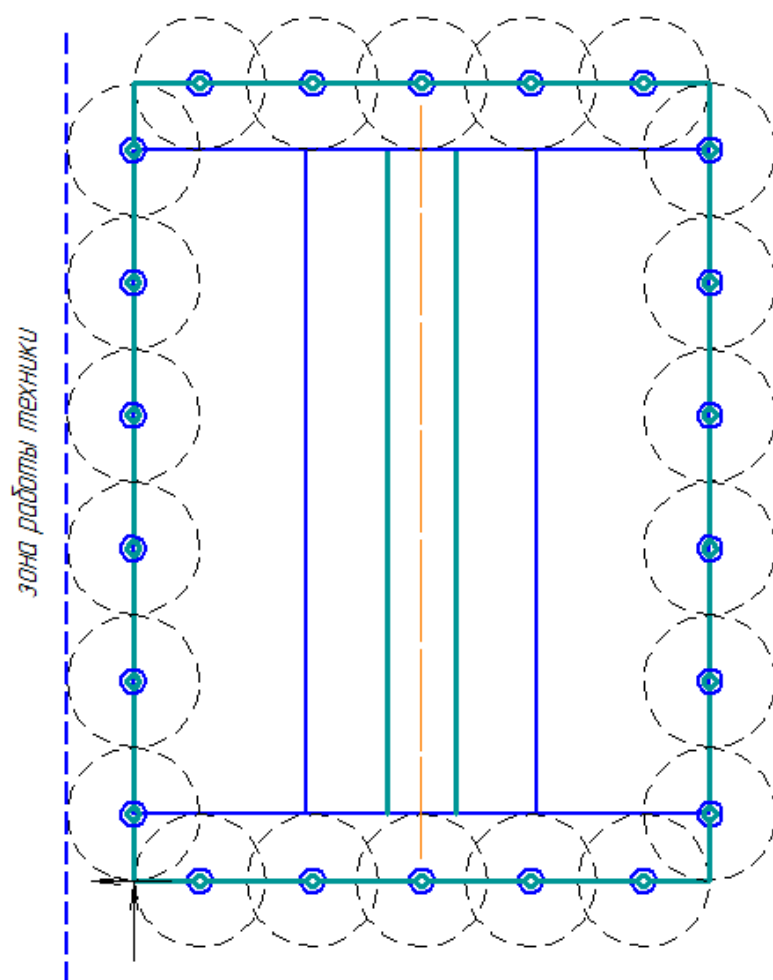


Рис. 3.1.2 – Схема соединения системы замораживающих колонок при вырезке катушки длиной 10 м и диаметром 1020 мм

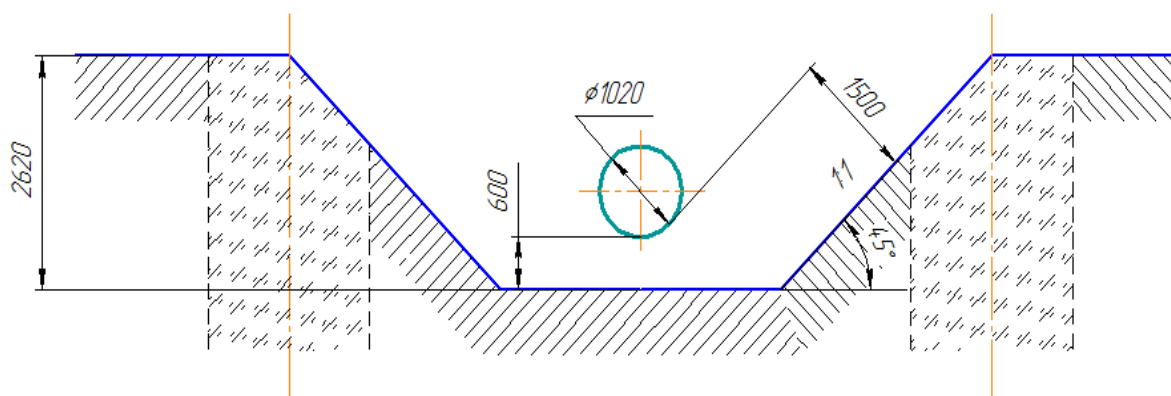


Рис. 3.1.3 – Поперечный разрез котлована и ледогрунтового ограждения при вырезке катушки диаметром 1020 мм

При открытых работах выемку грунта из котлована в период положительных температур воздуха необходимо вести с защитой стенок ледогрунтового ограждения от действия атмосферных осадков и солнечных лучей.

Совмещенное применение замораживания и водопонижения позволяет осушить грунт в котловане, огражденном замкнутой водонепроницаемой ледогрунтовой стеной.

Разберем схему замораживания при ремонтных работах на трубопроводе диаметром 1020 мм. Здесь возможны два случая, водоупор находится на уровне дна котлована или выше него, и ниже дна котлована.

3.2. Схема замораживания котлована при уровне водоупора на дне котлована или выше него

В данном случае замораживающие колонки отпускаются до водоупорных грунтов. Тем самым, при замораживании обеспечивается защита от проникновения воды как с боковых сторон, так и снизу котлована.

Длины замораживающих колонок будут зависеть от диаметра трубопровода, т.к. глубина ремонтного котлована также зависит от диаметра трубопровода. Длины замораживающих колонок приведены в таблице 3.2.1.

					Искусственное замораживание грунтов при строительстве ремонтных котлованов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Таблица 3.2.1 – Длины замораживающих колонок в зависимости от диаметра ремонтируемого трубопровода

Наружный диаметр D_H , мм	Глубина котлована, м	Длина замораживающей колонки, до м
530	2,13	2,23
630	2,23	2,33
720	2,32	2,42
820	2,42	2,52
1020	2,62	2,72
1220	2,82	2,92

Поперечные разрезы котлована и ледогрунтового ограждения для обеих случаев приведены на (рис. 3.2.1).

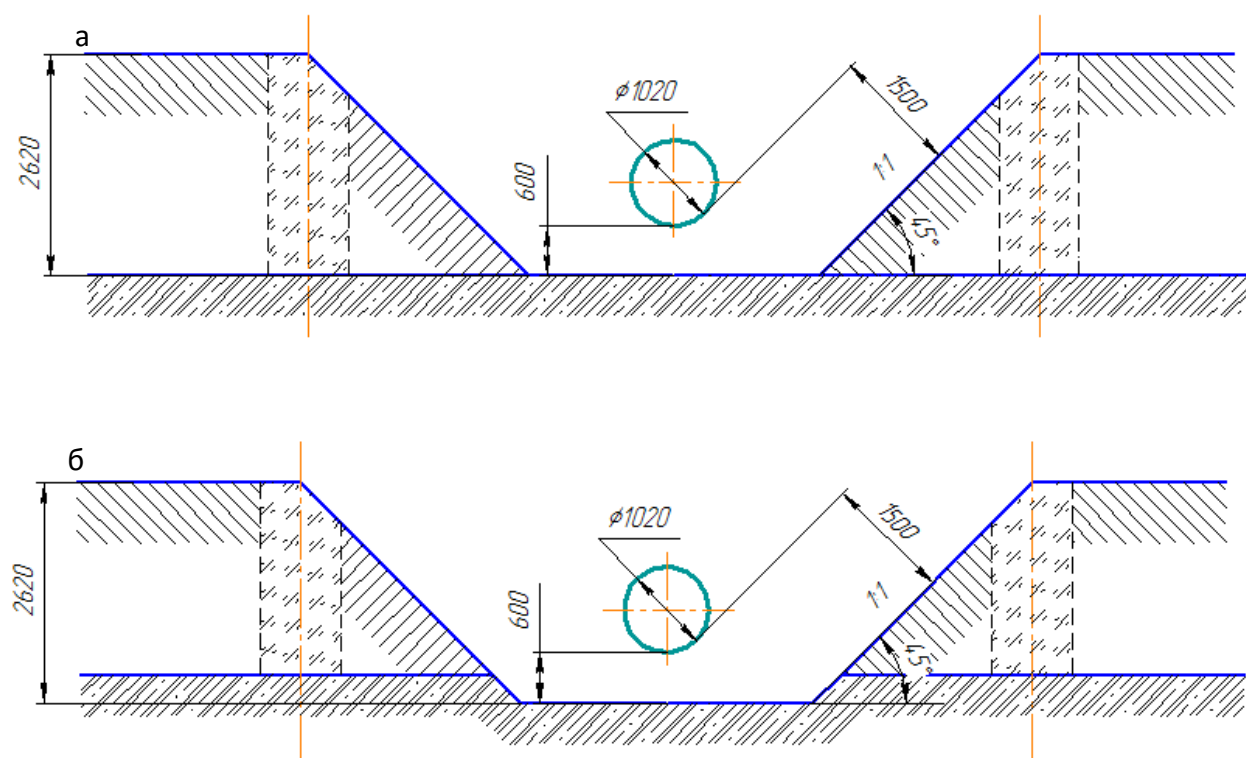


Рис. 3.2.1 – Поперечный разрез котлована и ледогрунтового ограждения при вырезке катушки диаметром 1020 мм, а – водоупор находится на уровне, б – выше уровня дна котлована

Количество замораживающих колонок зависит от длины вырезаемого участка, а также от ширины котлована, которая в свою очередь зависит от типа грунта и диаметра трубопровода. Рассчитаем количество замораживающих колонок с учетом того, что радиус замораживания для каждой колонки

составляет 0,5 м. Схемы расстановки замораживающих колонок в зависимости от длины котлована представлены на (рис. 3.2.2, 3.2.3).

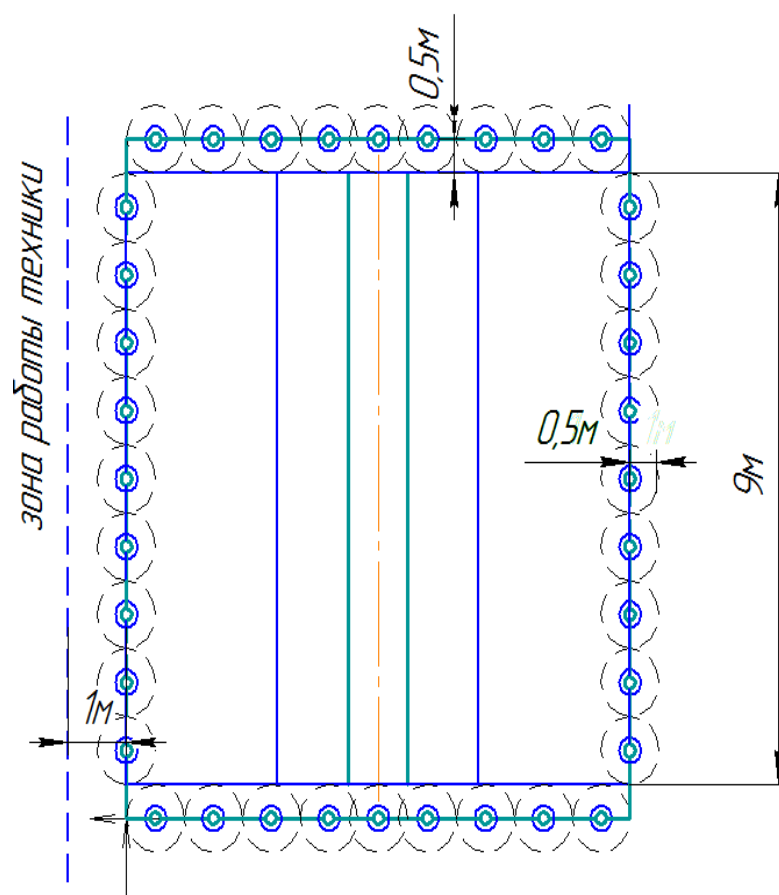


Рис. 3.2.2 – Схемы расстановки замораживающих колонок при длине котлована 10 м (четное число)

Зависимость количества замораживающих колонок от длины котлована приведена в таблице 3.2.2.

Таблица 3.2.2 – Количество замораживающих колонок в зависимости от длины котлована

Длина котлована, м	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13
Количество замораживающих колонок	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13

Ширина котлована по полотну будет зависеть от величины диаметра трубы и типа болот. Углы откоса стенок котлована согласно РД 153–39.4Р–130–2002 варьируются от 38 до 76 градусов.

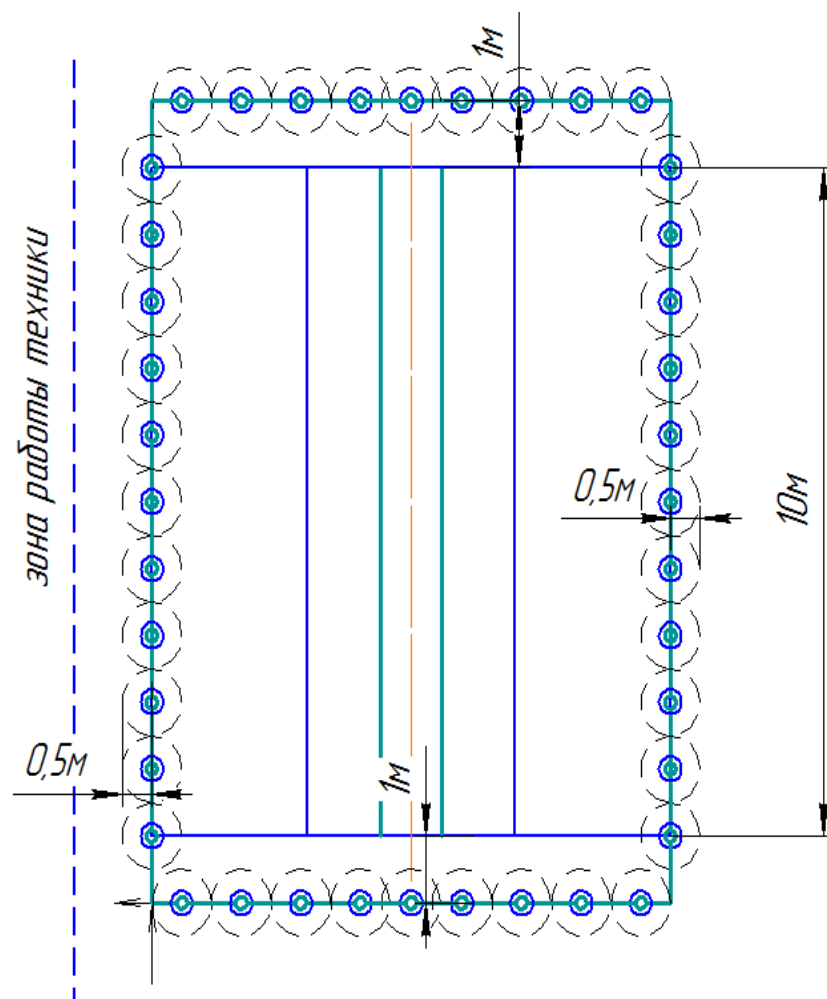


Рис. 3.2.3 – Схемы расстановки замораживающих колонок при длине котлована 9 м (нечетное число)

Зависимость ширины котлована от диаметра трубопровода и угла откоса стенок котлована приведена в (таблице 3.2.3).

Таблица 3.2.3 – Ширина котлована по полотну в зависимости от диаметра трубопровода и угла откоса стенки котлована

Наружный диаметр D_n , мм	Угол откоса стенки траншеи						
	38°	45°	50°	53°	56°	63°	76°
530	8,99	7,79	7,11	6,74	6,41	5,70	4,60
630	9,34	8,09	7,38	6,99	6,64	5,91	4,75
720	9,66	8,36	7,62	7,22	6,85	6,09	4,88
820	10,02	8,66	7,88	7,47	7,09	6,29	5,03
1020	10,73	9,26	8,42	7,97	7,56	6,69	5,33
1220	11,44	9,86	8,96	8,47	8,03	7,10	5,63

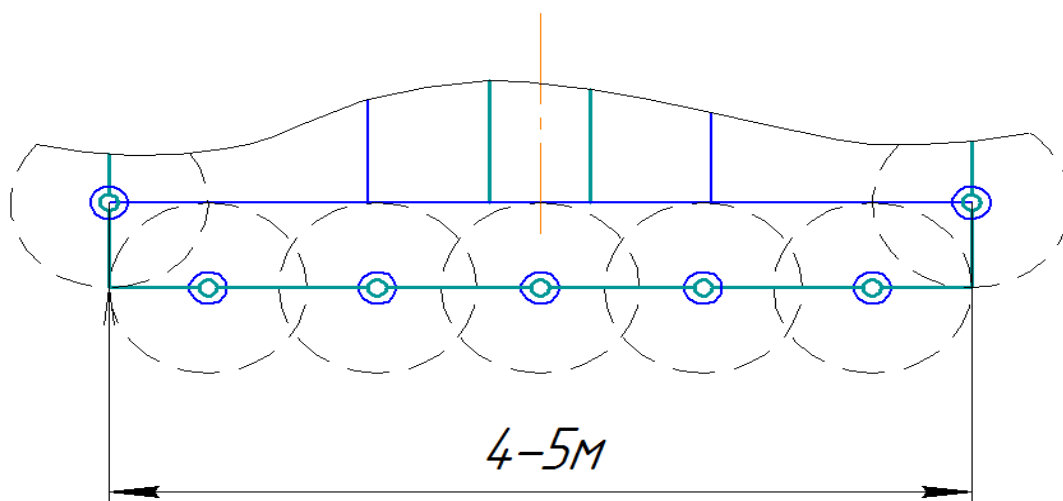


Рис. 3.2.4 – 5 замораживающих колонок используется при ширине котлована по полотну от 4 до 5 метров

Мы можем выразить ширину котлована по полотну в эквиваленте количества колонок (таблица 3.2.4), т.е. 6 колонок используется при ширине котлована от 5 до 6 м., 5 колонок от 4 до 5 м, 4 колонки от 3 до 7 м и т.д. (рис. 3.2.4).

Таблица 3.2.4 – Ширина котлована по полотну в эквиваленте количества колонок

Наружный диаметр D_n , мм	Угол откоса стенки траншеи						
	38°	45°	50°	53°	56°	63°	76°
530	9	8	8	7	7	6	5
630	10	8	8	7	7	6	5
720	10	9	8	8	7	6	5
820	10	9	8	8	7	7	5
1020	11	10	9	8	8	7	6
1220	12	10	9	9	8	7	6

Следовательно, мы можем подсчитать, количество колонок при различных диаметрах трубопровода и различных длинах котлована (таблица 3.2.5).

Объем ледогрунтового цилиндра, образующегося вокруг замораживающей колонки при радиусе ледогрунтового цилиндра равному 1м зависит от глубины замораживания и равен

$$V = \pi R^2 h, \quad (3.2.1)$$

где R – радиус замораживания;

					Искусственное замораживание грунтов при строительстве ремонтных котлованов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

h – глубина замораживания (таблица 3.2.6).

Таблица 3.2.5 – Количество колонок в зависимости от диаметра трубопровода и длины котлована

Длина котлована м	Наружный диаметр D_n , мм					
	530	630	720	820	1020	1220
4-5	18-28	18-30	18-30	18-30	20-32	20-34
6-7	22-32	22-34	22-34	22-34	24-36	24-36
8-9	26-36	26-38	26-38	26-38	28-40	28-40
10-11	30-40	30-42	30-42	30-42	32-44	32-44
12-13	34-44	34-46	34-46	34-46	36-48	36-48

Таблица 3.2.6 – Объем ледогрунтового цилиндра вокруг одной колонки в зависимости от глубины замораживания при радиусе ледогрунтового цилиндра 0,5 м

Наружный диаметр D_n , мм	Глубина котлована, м	Объем замороженного грунта вокруг одной колонки, m^3
530	2,13	1,67
630	2,23	1,75
720	2,32	1,82
820	2,42	1,90
1020	2,62	2,06
1220	2,82	2,21

Таблица 3.2.7 – Общий объем замороженного грунта, m^3

Длина котлована м	Наружный диаметр D_n , мм					
	530	630	720	820	1020	1220
4-5	30,10-46,82	31,51-52,50	32,78-54,64	34,19-60,79	41,13-65,81	44,27-75,27
6-7	36,79-53,51	38,51-59,52	40,07-61,92	41,79-64,59	49,36-74,04	53,13-79,69
8-9	43,47-61,19	38,51-59,52	47,35-69,21	49,39-72,19	57,59-82,27	61,98-88,55
10-11	50,16-66,88	52,52-73,52	54,64-76,49	56,99-79,79	65,81-90,46	70,84-97,40
12-13	56,85-73,57	59,52-76,91	61,92-83,79	64,59-87,39	74,04-98,72	79,69-106,26

3.3. Схема замораживания котлована при уровне водоупора ниже дна котлована

На некоторых болотах толщина торфяного слоя может достигать до 8 м. Конечно, при такой глубине мы не можем использовать замораживающие

					Искусственное замораживание грунтов при строительстве ремонтных котлованов	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

колонны длиной 8 и более метров. В данном случае требуется обеспечить защита от проникновения воды как с боковых сторон, так и снизу котлована. Для этого, при отсутствии водоупорного слоя, требуется замораживание как боковых стенок, так и дна траншеи.

Длины замораживающих труб будут зависеть от глубины ремонтного котлована и превышать его. Длины замораживающих труб приведены в (таблице 3.3.1).

Таблица 3.3.1 – Длины замораживающих колонок в зависимости от диаметра ремонтируемого трубопровода

Наружный диаметр D_n , мм	Глубина котлована, м	Длина замораживающих колонок, м
530	2,13	2,53
630	2,23	2,63
720	2,32	2,72
820	2,42	2,82
1020	2,62	3,02
1220	2,82	3,22

Для обеспечения защиты от проникновения грунтовых вод в ремонтный котлован через его дно, требуется заморозка дна котлована на глубину до 30-40 мм. Для этого замораживающие колонны надо отпустить на глубину на 30-40 мм ниже проектной глубины котлована. При этом мы получим полную защиту от проникновения грунтовых вод.

Поперечный разрез котлована представлен на (рис. 3.3.1). В данном случае заморозка длится около 3–4 дней, радиус ледогрунтового цилиндра равен одному метру. Т.к. откосы траншеи также будут полностью заморожены, то согласно РД 153-39.4Р-130-2002 угол откоса стенки траншеи можно принять равным 63° .

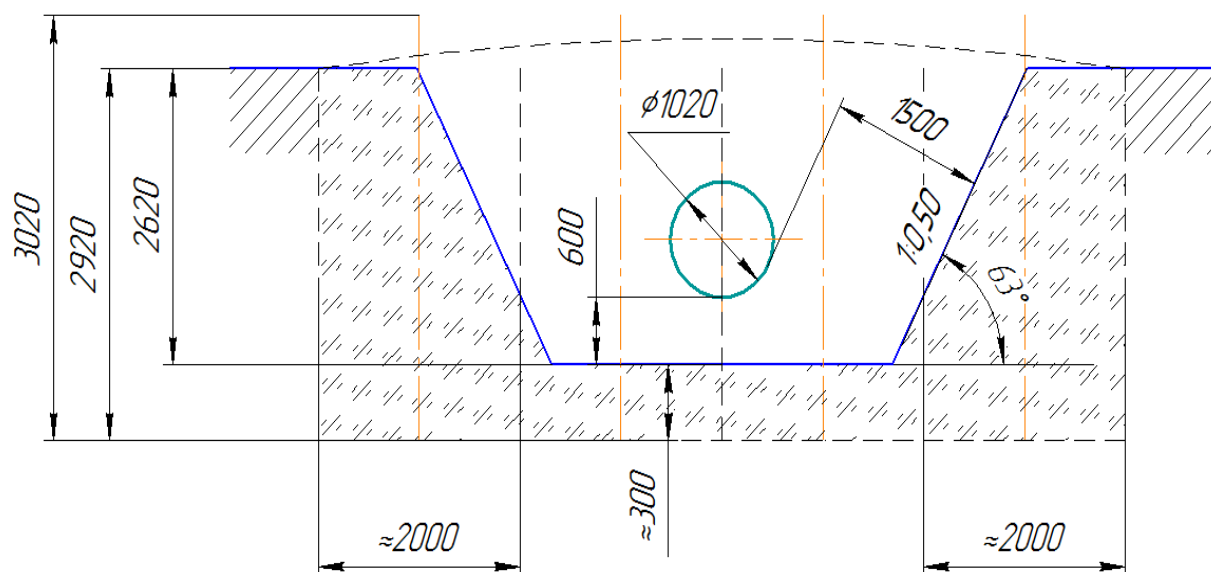


Рис. 3.3.1 – Поперечный разрез котлована и ледогрунтового ограждения при вырезке катушки диаметром 1020 мм. Водоупор находится ниже уровня дна котлована

Тогда при ширине траншеи по полотну от 5,70 до 7,50 м при диаметре трубопровода от 530 до 1220 мм (таблица 3.2.3) потребуется четыре ряда колонн. При длительности замораживания более 4 дней радиус ледогрунтового цилиндра вокруг колонны достигает 1,5 м. Тогда, при тех же условиях, для сооружения ремонтного котлована для труб диаметром от 530 до 720 мм. потребуется два ряда замораживающих колонок, а для труб диаметром от 820 до 1420 мм. потребуется четыре ряда.

Схема расстановки замораживающих колонок и их количество будут зависеть только от длины ремонтного котлована и диаметра трубопровода (рис. 3.3.2, 3.3.3).

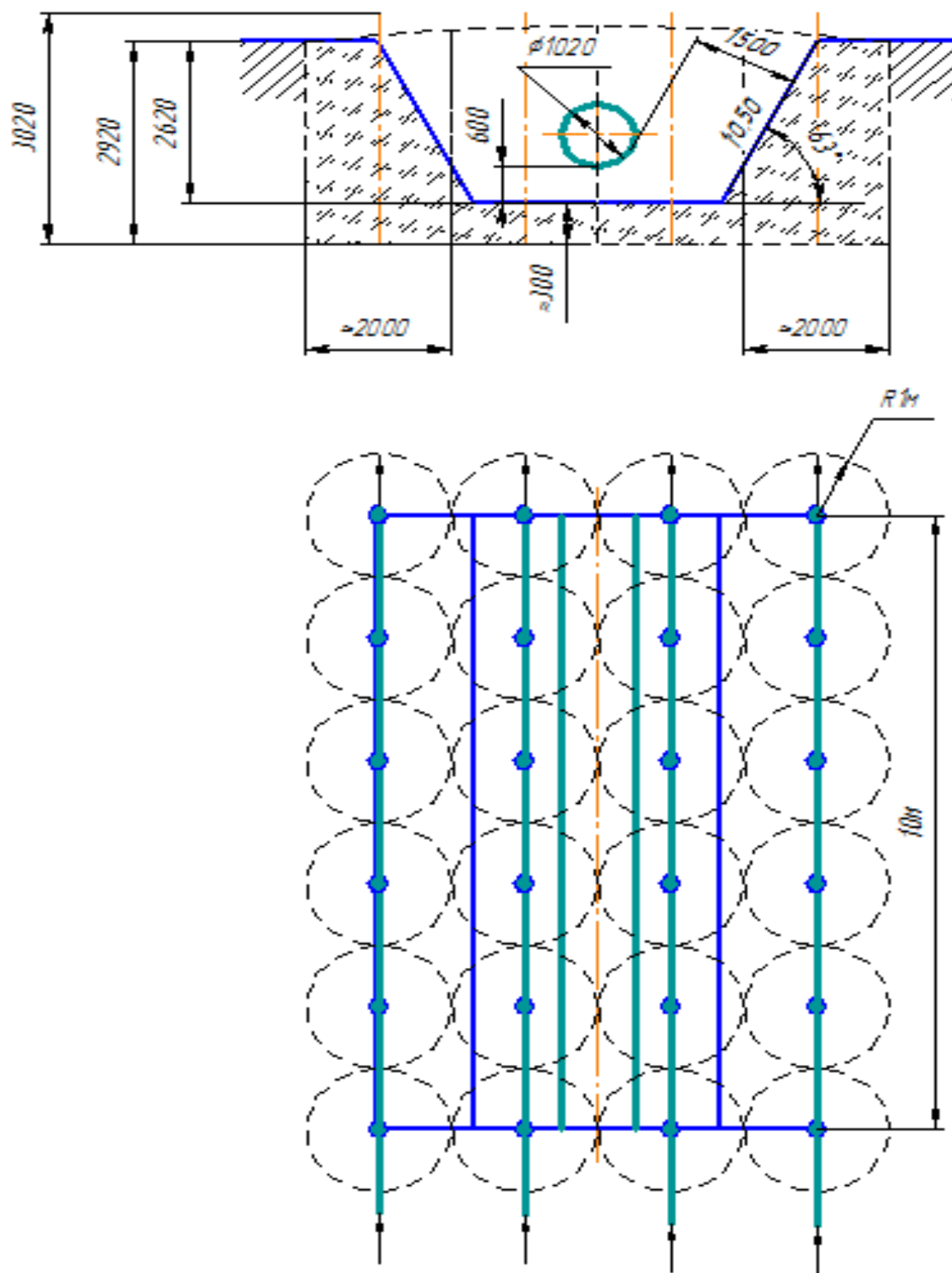


Рис. 3.3.2 – Поперечный разрез котлована и ледогрунтового ограждения и схема расположения замораживающих колонок при вырезке катушки диаметром 1020 мм в проекции. Радиус ледогрунтового цилиндра равен 1 м

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Искусственное замораживание грунтов при
строительстве ремонтных котлованов

Лист

50

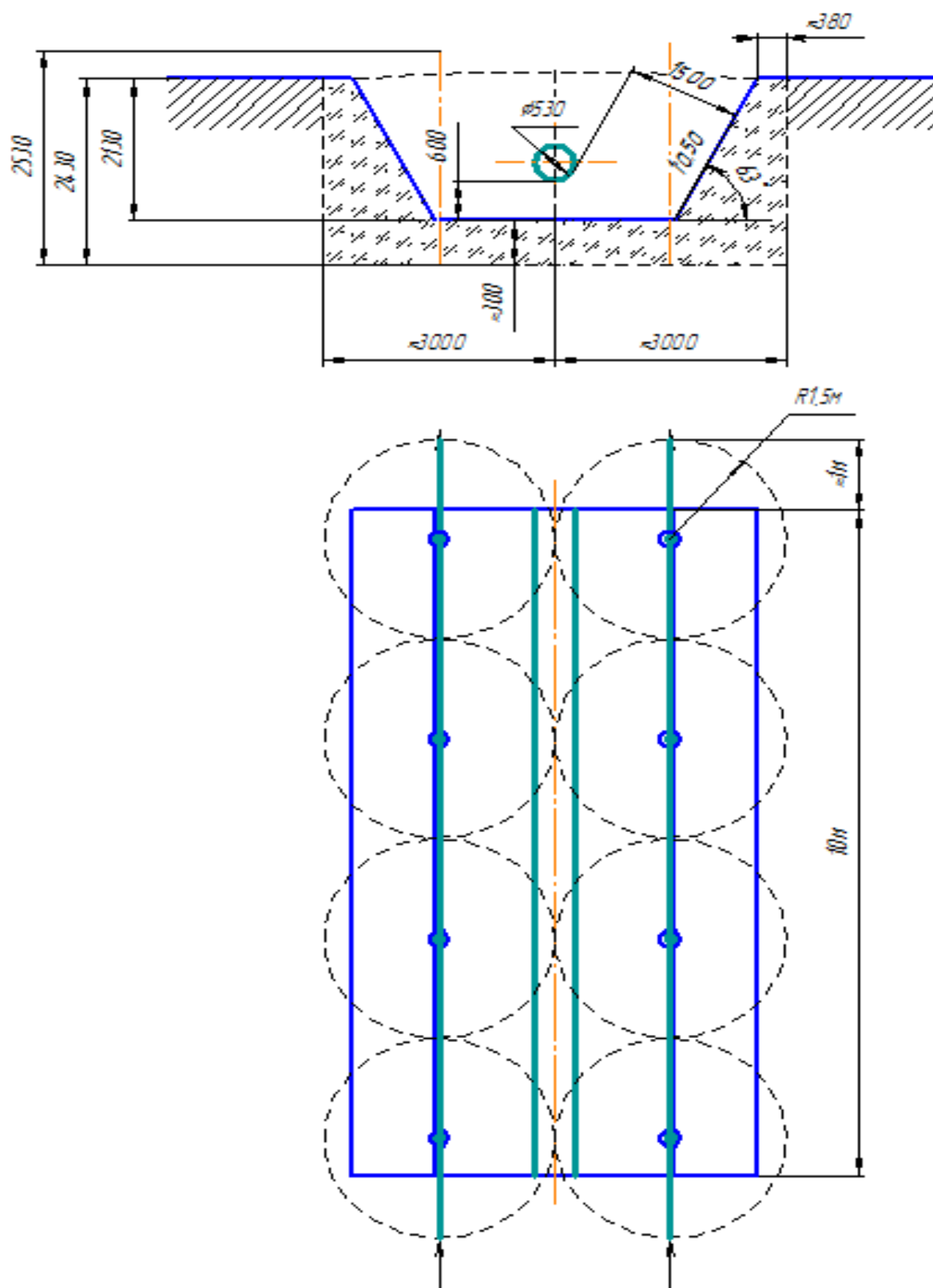


Рис. 3.3.3 – Поперечный разрез котлована и ледогрунтового ограждения и схема расположения замораживающих колонок при вырезке катушки диаметром 530 мм в проекции. Радиус ледогрунтового цилиндра равен 1,5 м

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Искусственное замораживание грунтов при
строительстве ремонтных котлованов

Лист

51

Количество замораживающих колонок для различных длин котлована и радиуса ледогрунтового цилиндра приведено в (таблице 3.3.2).

Таблица 3.3.2 – Количество замораживающих колонок

Длина котлована	Радиус ледогрунтового цилиндра	Длина котлована	Радиус ледогрунтового цилиндра
	1 м		1,5 м
4	3	4	2
5		5	
6	4	6	3
7		7	
8	5	8	4
9		9	
10	6	10	5
11		11	
12	7	12	5
13		13	

Общее количество замораживающих колонн, требуемых для замораживания котлована различной длины и для труб различного диаметра приведено в (таблице 3.3.3). Жирным курсивом выделены колонны с радиусом ледогрунтового цилиндра 1,5 м.

Таблица 3.3.3 – Общее количество замораживающих колонок

Длина ремонтного котлована, м.	Наружный диаметр D_n , мм.					
	530	630	720	820	1020	1220
4	4	4	4	12	12	12
5	4	4	4	12	12	12
6	6	6	6	16	16	16
7	6	6	6	16	16	16
8	6	6	6	20	20	20
9	8	8	8	20	20	20
10	8	8	8	24	24	24
11	8	8	8	24	24	24
12	10	10	10	28	28	28
13	10	10	10	28	28	28

Объем ледогрунтового цилиндра, образующегося вокруг замораживающей колонки зависит от глубины замораживания и рассчитывается по формуле (3.2.1), данные в (таблице 3.3.4).

Таблица 3.3.4 – Объем ледогрунтового цилиндра вокруг одной колонки в зависимости от глубины замораживания

Наружный диаметр D_n , мм	Глубина котлована, м	Радиус ледогрунтового цилиндра, м	Объем замороженного грунта вокруг одной колонки
530	2,13	1,5	15,05
630	2,23	1,5	15,75
720	2,32	1,5	16,39
820	2,42	1	7,60
1020	2,62	1	8,23
1220	2,82	1	8,85

Общий объем замороженного грунта приведен в (таблице 3.3.5).

Таблица 3.3.5 – Общий объем замороженного грунта, м³

Длина ремонт. котлована, м.	Наружный диаметр трубопровода D_n , мм.					
	530	630	720	820	1020	1220
4	60,19*	63,02*	65,56*	91,19*	98,72*	106,26*
5	60,19*	63,02*	65,56*	91,19*	98,72*	106,26*
6	90,29*	94,53*	98,34*	121,58**	131,63**	141,68**
7	90,29*	94,53*	98,34*	121,58**	131,63**	141,68**
8	90,29*	94,53*	98,34*	151,98	164,54**	177,10**
9	120,39*	126,04*	131,13**	151,98	164,54**	177,10**
10	120,39*	126,04*	131,13**	182,37	197,44	212,52
11	120,39*	126,04*	131,13**	182,37	197,44	212,52
12	150,48	157,55**	163,91**	212,77	230,35	247,93
13	150,48	157,55**	163,91**	212,77	230,35	247,93

* - объем замораживаемого грунта меньше чем при условии, когда водоупор находится на уровне дна котлована;

** - объем замораживаемого грунта меньше чем при условии, когда водоупор находится на уровне дна котлована в случае меньших углов откоса стенок ремонтного котлована;

При полном замораживании грунта будущего ремонтного котлована происходит закрепление стенок, за счет чего мы можем увеличить угол откоса стенок котлована до 63^0 . Это приводит к заметному уменьшению ширины котлована по полотну, за счет чего уменьшается количество замораживающих колонок, следовательно, уменьшается и объем замораживаемого грунта. Этот эффект особенно заметен для труб меньшего диаметра. Т.к. для них можно использовать длительное замораживание (до 6 дней), что повышает радиус ледогрунтового цилиндра до 1,5 м.

					Искусственное замораживание грунтов при строительстве ремонтных котлованов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

3.4. Схема замораживания котлована при наклонной установке колонок

В целях уменьшения трудоемкости работ по замораживанию грунта, я предлагаю замораживать грунт при наклонной установке колонок. Тем самым достигается уменьшение количества замораживающих колонок, следовательно, уменьшается и объем замораживаемого грунта и трудоемкость установки колонок. Рассмотрим предлагаемый метод на примере вырезки катушки трубопровода диаметром 1020 мм. Поперечный разрез котлована и схема расположения замораживающих колонок представлены ниже (рис. 3.4.1, 3.4.2, 3.4.3).

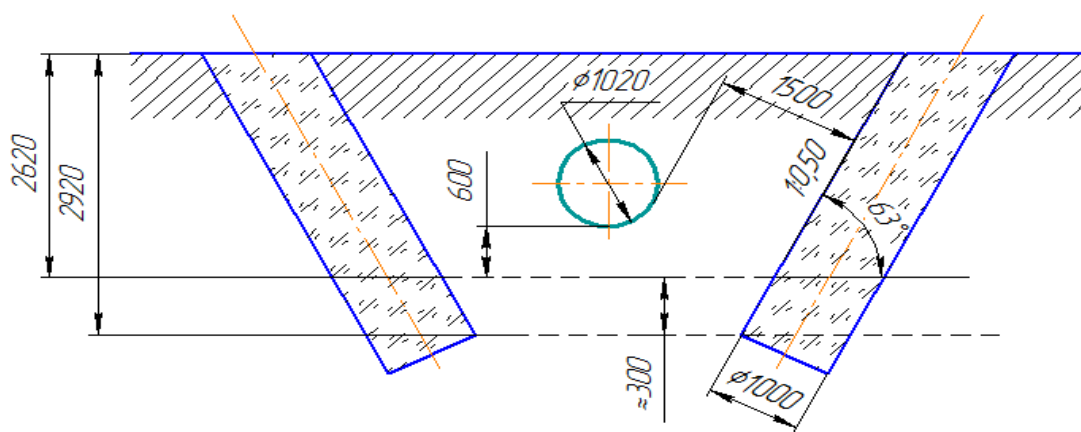


Рис. 3.4.1 – Поперечный контур будущего котлована и разрез ледогрунтового цилиндра при наклонном расположении замораживающей колонны

В данном методе угол откоса стенок котлована также принимается равным 63° , так как весь поперечный контур траншеи будет заморожен. Замораживающие колонны также вводятся в грунт под углом 63° , при этом обеспечивается постоянная толщина боковой ледогрунтовой стенки равной 500 мм. Для этого колонны надо устанавливать на расстоянии 560 мм от бровки во внутреннюю сторону траншеи.

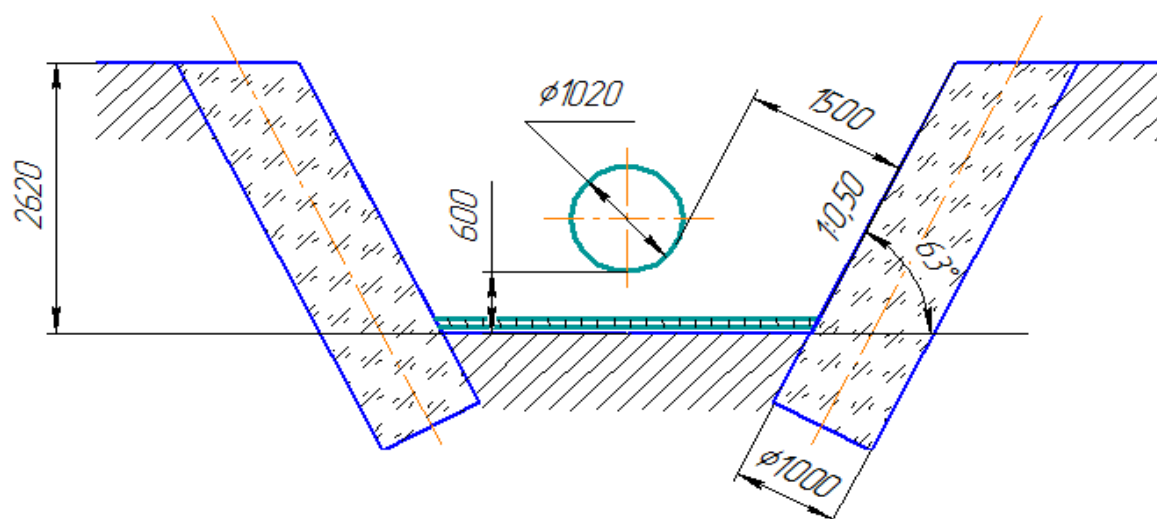


Рис. 3.4.2 – Поперечный разрез котлована

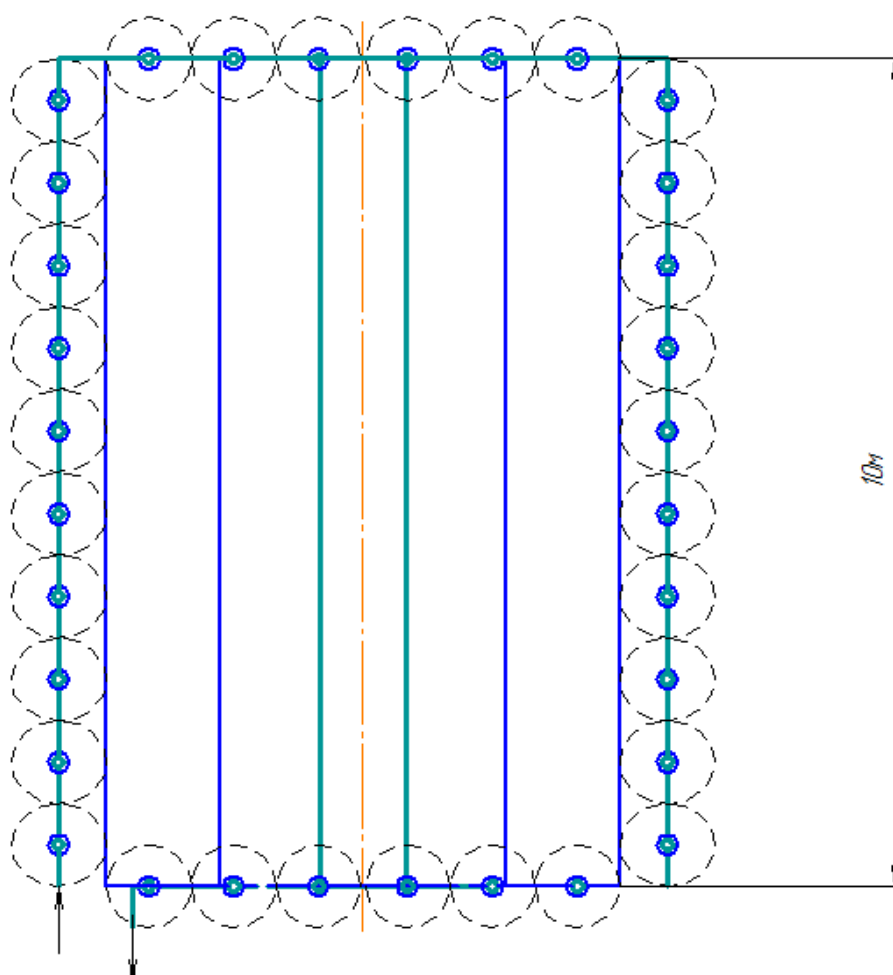


Рис. 3.4.3 – Схема расстановки замораживающих колонок

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Искусственное замораживание грунтов при
строительстве ремонтных котлованов

Лист

55

Количество колонн, устанавливаемых по ширине и длине котлована будет таким же, как и в первом описанном случае (таблицы 3.4.2, 3.4.4, 3.4.5). Но длины будут больше, т.к. колонны устанавливаются под углом 63^0 (таблица 3.4.1).

Таблица 3.4.1 – Длины замораживающих труб при установке под углом 63^0

Наружный диаметр D_n , мм	Глубина котлована, м	Длина замораживающей колонны при вертикальной установке, м	Длина замораживающей колонны при наклонной установке, м
530	2,13	2,53	2,84
630	2,23	2,63	2,95
720	2,32	2,72	3,05
820	2,42	2,82	3,17
1020	2,62	3,02	3,39
1220	2,82	3,22	3,61

Объем ледогрунтового цилиндра, образующегося вокруг замораживающей колонки зависит от глубины замораживания и рассчитывается по формуле (3.2.1), данные в (таблице 3.3.4)

Таблица 3.4.2 – Объем ледогрунтового цилиндра вокруг одной колонки при наклонной установке

Наружный диаметр D_n , мм	Длина замораживающей колонны при наклонной установке, м	Радиус ледогрунтового цилиндра, м	Объем замороженного грунта вокруг одной колонки, m^3
530	2,84	0,5	2,23
630	2,95	0,5	2,32
720	3,05	0,5	2,39
820	3,17	0,5	2,49
1020	3,39	0,5	2,66
1220	3,61	0,5	2,83

Общий объем замороженного грунта приведен в (таблице 3. 4.3).

Таблица 3.4.3 – Общий объем замороженного грунта, м³

Длина ремонтного котлована, м.	Наружный диаметр трубопровода D _н , мм.					
	530	630	720	820	1020	1220
4	31,21	32,42	33,52	39,82	42,58	45,34
5	35,67	37,05	38,31	44,79	47,90	51,01
6	40,13	41,68	43,10	49,77	53,22	56,68
7	44,59	46,32	47,89	54,75	58,55	62,34
8	49,05	50,95	52,67	59,72	63,87	68,01
9	53,51	55,58	57,46	64,70	69,19	73,68
10	57,96	60,21	62,25	69,68	74,51	79,35
11	62,42	64,84	67,04	74,65	79,83	85,02
12	66,88	69,47	71,83	79,63	85,16	90,68
13	71,34	74,10	76,62	84,61	90,48	96,35

При наклонной установке замораживающих колонок также происходит полное замораживание дна и стенок будущего ремонтного котлована, за счет чего мы можем увеличить угол откоса стенок котлована до 63°. При наклонной установке колонок радиусе ледогрунтового цилиндра должен составлять 0,5 м. для любых диаметров ремонтируемого трубопровода, т.е. замораживание грунта можно провести быстрее чем при вертикальной установке колонок. Отсутствие колонок в центре котлована приводит к уменьшению их количества, следовательно, и объема замораживаемого грунта.

ГЛАВА 4. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

4.1. Расчет трубопроводов различного диаметра против всплытия

Проведем расчет трубопроводов различного диаметра против всплытия и определим тип, вес пригрузов и расстояние между ними при их установке на трубопровод. Детально разберем расчет против всплытия трубопровода с наружным диаметром 1020 мм на болоте III типа.

Данные для расчета представлены ниже:

продукт перекачки – нефть;
рабочее давление – 6,3 МПа;
марка стали – 17Г1С;
временное сопротивление $R^H_1 = \sigma_{вр} - 510$ МПа;
предел текучести $R^H_2 = \sigma_T - 363$ МПа;
коэффициент надежности по материалу $K_1 - 1,4$;
категория участка – В;
длина участка балластировки – 500 м;
температурный перепад $\Delta t - \pm 45^\circ\text{C}$;
плотность воды с учетом растворенных в ней солей $\gamma_B - 1075$ кг/м³;
футеровка сплошная, схема изоляции трубопровода 2+2, тип изоляционной ленты и обертки – Альтене (Ал).

4.1.1. Расчет толщины стенки

Предварительно (в первом приближении) расчетная толщина стенки δ трубопровода согласно п.8.22* [5].

$$\delta = \frac{n_p P D_H}{2(R_1 + n_p P)}, \quad (4.1.1.1)$$

где δ – расчетная толщина стенки трубопровода, м;

					«Капитальный ремонт магистрального трубопровода в условиях болот методом заморозки грунта азотом»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Мотигуллин В.Р.			Расчетная часть	Лит.	Лист
Руковод.		Шмурыгин В.А.					Листов
Консульт.							58
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					109
						НИ ТПУ ИПР ТХНГ гр 3-2Т00	

P – внутреннее рабочее (нормативное) давление в трубопроводе; значение которого устанавливается проектом (это наибольшее избыточное давление, как правило, на выходе из НПС или КС, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации трубопровода), Па;

D_H – наружный диаметр трубопровода, м;

n_p – коэффициент надежности от внутреннего рабочего давления в трубопроводе, принимаемый по табл. 13 [5]:

– 1,10 – для газопроводов;

– 1,15 – для нефте- и продуктопроводов (НП и НПП) $D_y=700-1200$ мм с промежуточными нефте- (для НП) и насосными (для НПП) перекачивающими станциями (НПС) без подключения емкостей (резервуаров) (т.е. осуществляющие перекачку по схеме «из насоса в насос»);

– 1,10 – для НП $D_y=700-1200$ мм без промежуточных НПС (одна головная НПС, собирающая нефть с промыслов) или с промежуточными НПС, работающих постоянно только с подключенной ёмкостью, а также для НП и НПП D_y менее 700 мм;

$$R_1 = [\sigma_{BP}] = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H} ; \quad (4.1.1.2)$$

$$R_2 = [\sigma_T] = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H} , \quad (4.1.1.3)$$

– расчетные (допустимые) сопротивления основного металла труб и сварных кольцевых соединений растяжению (сжатию) и изгибу соответственно по временному сопротивлению на разрыв $\sigma_{вр}$ и по пределу текучести σ_T , Па;

$$R^H_1 = \sigma_{вр}, R^H_2 = \sigma_T = \sigma_{0,2} ;$$

– нормативные сопротивления металла труб и сварных соединений растяжению (сжатию) и изгибу, принимаемые равными минимальным значениям соответственно временного сопротивления образца из данной марки стали на разрыв и предела текучести (напряжение, которое соответствует остаточному относительному удлинению образца после разгрузки, равному

					Расчетная часть	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

0,2%) по государственным стандартам (ГОСТам) и техническим условиям (ТУ) заводов изготовителей на трубную сталь, Па.

Примечание. Нагрузки и воздействия, а также вызываемые ими усилия и напряжения, установленные нормативными документами на основании статического анализа, называются нормативными и обозначаются здесь и далее с индексом «н». Расчетные значения нагрузок и воздействий определяются умножением нормативных величин на коэффициент надежности по нагрузке n , учитывающий возможные отклонения их в неблагоприятную сторону;

m – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по таблице 4.1.1.1 [5].

Таблица 4.1.1.1 – Коэффициент условий работы трубопровода

Категория участка трубопровода	V	I и II	III и IV
m	0,6	0,75	0,9

k_1 и k_2 – коэффициенты надежности по материалу:

k_1 учитывает качество материала труб с учетом реальной технологии их изготовления, допусков на толщины стенок, степени контроля сварных соединений (приведен в исходных данных в соответствии с ТУ на трубы);

k_2 учитывает способ изготовления трубы и ее прочностные характеристики:

– для бесшовных труб из малоуглеродистой стали ($D_H \leq 426\text{мм}$)
 $k_2=1,11$;

– для прямо и спиралешовных труб:

а) из малоуглеродистой и низколегированной стали с отношением

$$R_2^H / R_1^H = \sigma_T / \sigma_{BP} = 0,71 \leq 0,8 \quad k_2=1,15;$$

б) из высокопрочной стали с отношением

$$R_2^H / R_1^H > 0,8 \quad k_2=1,2;$$

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода, учитывающий внутреннее избыточное давление, диаметр трубопровода и его назначение, принимается по таблице 4.1.1.2. [5].

					Расчетная часть	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.1.1.2 – Коэффициент надежности по назначению трубопровода

Условный диаметр трубопровода Ду, мм	Газопроводы			НП и НПП
	$P \leq 5,4$ МПа	$5,4 < P \leq 7,4$ МПа	$7,4 < P \leq 9,8$ МПа	
500 и менее	1,0	1,0	1,0	1,0
600-1000	1,0	1,0	1,05	1,0
1200	1,05	1,05	1,1	1,05
1400	1,05	1,1	1,15	-

$$\delta = \frac{n_p P D_H}{2(R_1 + n_p P)} = \frac{1,15 \cdot 6,3 \cdot 10^6 \cdot 1,020}{2(218,57 \cdot 10^6 + 1,15 \cdot 6,3 \cdot 10^6)} = 16,5 \text{ мм};$$

$$R_1 = [\sigma_{BP}] = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H} = \frac{510 \cdot 0,6}{1,4 \cdot 1} = 218,57 \text{ МПа};$$

$$R_2 = [\sigma_T] = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H} = \frac{363 \cdot 0,6}{1,15 \cdot 1} = 189,39 \text{ МПа}.$$

Определив в первом приближении по формуле (3.2.1) расчетную толщину стенки δ , необходимо найти сумму продольных (осевых) напряжений в трубопроводе $\sigma_{ПР.N}$ от расчетных нагрузок и воздействий. Например, для прямолинейных участков подземных трубопроводов полностью заземленных грунтом (т.е. при отсутствии продольных и поперечных перемещений последнего в траншее, просадок и пучения грунта) от воздействия расчетного температурного перепада Δt и внутреннего давления P :

$$\sigma_{ПР.N} = \sigma_{ПР.P} + \sigma_{ПР.t}, \quad (4.1.1.4)$$

где $\sigma_{ПР.P}$, $\sigma_{ПР.t}$ – расчетные продольные напряжения в прямолинейном или упруго-изогнутом полностью заземленном подземном трубопроводе соответственно от внутреннего давления P (при наличии заглушек, задвижек или изгибе труб) и расчетного температурного перепада Δt (термическое напряжение, определяемое по закону Гука при коэффициенте надежности $n_t=1,0$):

$$\sigma_{ПР.t} = \sigma_{ПР.t}^H = -\alpha_t E \Delta t = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 45 = -111,24 \text{ МПа}; \quad (4.1.1.5)$$

$$\sigma_{ПР.P} = n_p \sigma_{ПР.P}^H = n_p \xi \sigma_{КЦ}^H = \xi \sigma_{КЦ} = 0,5 \cdot 216,69 = 108,345 \text{ МПа}; \quad (4.1.1.6)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

$$\sigma_{\text{КЦ}} = n_P \sigma_{\text{КЦ}}^H = n_P \left(\frac{PD_{\text{ВН}}}{2\delta_H} \right) = n_P \left(\frac{PD_H}{2\delta_H} - P \right) = 1,15 \left(\frac{6,3 \cdot 1,020}{2 \cdot 0,0165} - 6,3 \right) = 216,69 \text{ МПа}; \quad (4.1.1.7)$$

– кольцевые напряжения от внутреннего рабочего давления, действующие тангенциально поверхности трубопровода, Па;

$\sigma_{\text{ПР.Р}}^H, \sigma_{\text{КЦ}}^H$ – нормативные продольные (от Р) и кольцевые напряжения соответственно, Па;

α_t – коэффициент линейного теплового (термического) расширения металла трубы, равный для стали $\alpha_t = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ } 1/^{\circ}\text{C}$;

E – модуль упругости металла трубы равный для стали $E = 2,06 \cdot 10^{11} \text{ Па}$;

$\Delta t = (t_o - t_{\text{ф.р.с.}})$ – расчетный температурный перепад между температурой стенок трубы в процессе эксплуатации t_o (определяется в технологической части проекта и принимается равной температуре продукта на выходе из КС или НПС) и температурой, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода $t_{\text{ф.р.с}}$ (свариваются захлесты, навешиваются балластирующие грузы, производится засыпка трубопровода и т.п., т.е. когда фиксируется статически неопределимая система), $^{\circ}\text{C}$;

ξ – коэффициент, принимающий следующие значения:

$\xi = 0,5$ – для «свободного» подземного трубопровода (на подводных переходах, в поймах рек, на болотах, слабонесущих грунтах, у мест выхода на поверхность на поворотах, где не обеспечивается полное заземление грунтом), а также для надземных трубопроводов в виде балочных, шпренгельных и висячих систем, в которых предусмотрена компенсация продольных (температурных) деформаций, а также для арочных систем;

$$D_{\text{ВН}} = D_H - 2\delta_H, \quad (4.1.1.8)$$

где $D_{\text{ВН}}$ – внутренний диаметр трубопровода, м;

δ_H – номинальная толщина стенки трубопровода, которая получается путем округления расчетной толщины δ в большую сторону до ближайшей из сортаментного ряда толщин, предусмотренных ГОСТами или ТУ заводов – изготовителей, м.

Приняв по вышеизложенному правилу, вычисляем сумму:

					Расчетная часть	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_{\text{пр.Н}} = -\alpha_t E \Delta t + 0,3 \frac{n_P P (D_H - 2\delta_{\text{Н1}})}{2\delta_{\text{Н1}}} = -46,23 \text{ МПа}, \quad (4.1.1.9)$$

при положительном температурном перепаде $\Delta t \geq 0$ (при замыкании трубопровода в холодное время года).

Если при этом полученная сумма (4.1.1.9) $\sigma_{\text{пр.Н}} \geq 0$ (растягивающие напряжения, т.е. когда продольные напряжения от внутреннего давления гасят термические), окончательно принимаем в качестве номинальной ранее найденную толщину стенки $\delta_{\text{Н}} = \delta_{\text{Н1}}$

В противном случае, когда $\sigma_{\text{пр.Н}} < 0$ (сжимающие напряжения, т.е. термические напряжения по модулю больше продольных напряжений от внутреннего давления) величина δ корректируется по формуле:

$$\delta = \frac{n_P P D_H}{2(\psi_1 R_1 + n_P P)}, \quad (4.1.1.10)$$

где ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

- при $\sigma_{\text{пр.Н}} \geq 0$ (осевые растягивающие напряжения) $\psi_1 = 1$;
- при $\sigma_{\text{пр.Н}} < 0$ (осевые сжимающие напряжения) коэффициент ψ_1 ($0 < \psi_1 < 1$) вычисляется по формуле:

$$\begin{aligned} \delta &= \frac{1,15 \cdot 6,3 \cdot 10^6 \cdot 1,020}{2(0,88 \cdot 218,57 \cdot 10^6 + 1,15 \cdot 6,3 \cdot 10^6)} = 0,01857 \text{ м} = 18,57 \text{ мм}, \\ \psi_1 &= \sqrt{1 - 0,75(|\sigma_{\text{прН}}| / R_1)^2} - 0,5|\sigma_{\text{прН}}| / R_1 = \\ &= \sqrt{1 - 0,75(46,23 / 218,57)^2} - 0,5 \cdot 46,23 / 218,57 = 0,88. \end{aligned} \quad (4.1.1.11)$$

Расчетная толщина стенки трубопровода, определенная по формуле (4.1.1.11), также, как и в первом случае, округляется в большую сторону до ближайшей номинальной по сортаменту труб и обозначается $\delta_{\text{Н}} = 19$.

Согласно п. 8.22* [5]. толщину стенки труб, определенную по формулам (4.1.1.1) и (4.1.1.10), следует принимать не менее $1/140 D_{\text{Н}}$, но не менее 3 мм для труб $D_{\text{у}} \leq 200$ мм и не менее 4 мм для труб $D_{\text{у}} > 200$ мм.

При этом принятая толщина стенки $\delta_{\text{Н}}$ должна удовлетворять условию:

					Расчетная часть	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\delta_H \geq \delta_{\min}, \quad (4.1.1.12)$$

где δ_{\min} – минимальная толщина стенки, которая согласно п. 13.16 [5] находится из условия:

$$P_{\text{и}} = \frac{2\delta_{\min} R}{D_{\text{вн}}} \geq P, \quad (4.1.1.13)$$

откуда следует, что

$$\delta_{\min} \geq \frac{D(D_H - 2\delta_H)}{2 \cdot 0,95 R_2^H}, \quad (4.1.1.14)$$

где $P_{\text{и}}$ – заводское гидростатическое испытательное давление, Па;

$$\delta_{\min} = \frac{6,3(1020 - 2 \cdot 19)}{2 \cdot 344,85} = 8,97 \text{ мм},$$

$$R = 0,95 R_2^H = 0,95 \sigma_T = 0,95 \cdot 363 = 344,85 \text{ МПа};$$

– расчетное значение напряжения, принимаемое равным 95% R_2^H (предела текучести стали согласно п. 8.2. [5]), Па.

4.1.2. Расчет геометрических параметров трубы

Приняв окончательно номинальную толщину стенки трубы δ_H , необходимо подсчитать геометрические параметры трубы:

$R_{\text{ср}}$ – радиус срединной поверхности цилиндрической оболочки, м:

$$R_{\text{ср}} = \frac{(D_H - \delta_H)}{2} = \frac{(1020 - 19)}{2} = 500,5 \text{ мм} = 0,5005 \text{ м}; \quad (4.1.2.1)$$

$$\delta_H / R_{\text{ср}} = 19 / 500,5 = 0,037962;$$

– отношение номинальной толщины стенки к радиусу срединной поверхности;

F_{δ} – площадь поперечного сечения стенки трубы, м^2 :

$$F_{\delta} = \frac{\pi}{4} (D_H^2 - D_{\text{вн}}^2) = 2\pi R_{\text{ср}} \delta_H = 2\pi \cdot 0,5005 \cdot 0,019 = 0,05972 \text{ м}^2; \quad (4.1.2.2)$$

J – осевой момент инерции поперечного сечения трубы при ее изгибе, м^4 :

$$J = J_{xx} = J_{yy} = \frac{\pi}{64} (D_H^4 - D_{\text{вн}}^4) = \frac{\pi}{64} (1,02^4 - 0,982^4) = 0,00748 \approx \approx \pi R_{\text{ср}}^3 \delta_H = 0,0074826 \quad (4.1.2.3)$$

					Расчетная часть	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$E \cdot J = 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0075 = 1541413484 \text{ Н} \cdot \text{м}^2 = 15,41413 \cdot 10^8 \text{ Н} \cdot \text{м}^2 \quad (4.1.2.4)$$

(E•J) – жесткость трубы на изгиб, Н•м².

4.1.3 Расчет параметров балластировки

Под устойчивостью трубопровода будем понимать его способность сохранять прямолинейное или начальное упруго-искривленное положение на дне обводненной траншеи при выпуклом (вогнутом) рельефе местности при самой неблагоприятной комбинации силовых воздействий, стремящихся вывести его из этого положения.

Устойчивость положения (против всплытия) трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках трассы, согласно п. 8.30* [5] следует проверять (в зависимости от условий строительства на данном участке) по условию:

$$Q_{\text{АКТ}} \leq \frac{1}{K_{\text{Н.В}}} Q_{\text{ПАС}}, \quad (4.1.3.1)$$

где $Q_{\text{АКТ}}$ – суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх (включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом на выпуклом либо вогнутом рельефе), Н/м;

$Q_{\text{ПАС}}$ – суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая собственный вес трубопровода), Н/м;

$K_{\text{Н.В}}$ – коэффициент надежности устойчивого положения трубопровода против всплытия на обводненных участках трассы, принимаемый равным:

– 1,05 для участков перехода через болота I, II и III типов по [6], водоемы, водохранилища, пруды, озера при отсутствии течения, пойменные участки рек за границами производства подводно-технических работ (ПТР), обводненные и периодически затопляемые участки в пределах ГВВ 1% обеспеченности; В общем случае при протаскивании трубопровода, покрытого сплошной деревянной футеровкой, по дну обводненной траншеи при равномерном расположении балластирующих устройств по длине трубопровода, включая участки, уложенные свободным изгибом, выражение (4.1.3.1) после раскрытия величин $Q_{\text{АКТ}}$ и $Q_{\text{ПАС}}$ и перегруппировки членов принимает вид:

					Расчетная часть	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$B = q_{\text{БАЛ.В}}^H = \frac{1}{n_B} [k_{H.B} \cdot (q_B + q_{\text{ИЗГ}} + P_y) + P_x / f_{T.B} - q_{TP} - q_{\text{ДОП}}], \quad (4.1.3.2)$$

$B = q_{\text{БАЛ.В}}^H$ - нормативный вес балластирующих конструкций (пригрузов, без учета коэффициента надежности по нагрузке) в воде, приходящийся на 1 м трубы, Н/м;

n_B – коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый равным:

- 0,9 – для железобетонных грузов типа УБК, УБО, УТК, а также при сплошном бетонировании трубопровода;
- 1,0 – для чугунных грузов;

$q_B = A$ – расчетная выталкивающая (Архимедова) сила воды, действующая на единицу длины полностью погруженного в воду трубопровода при отсутствии течения, Н/м:

$$q_B = \frac{\pi}{4} D_{H.I}^2 \gamma_B g = \frac{\pi}{4} 1,0858^2 \cdot 1075 \cdot 9,8067 = 9756,65 \text{ Н / м}, \quad (4.1.3.3)$$

$D_{H.I}$ – наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия и футеровки, м, равный:

$$D_{H.\Phi} = D_H + 2(\delta_{\text{ИЗ}} + \delta_{\Phi}) = 1,02 + 2(0,0029 + 0,03) = 1,0858 \text{ м}; \quad (4.1.3.4)$$

наружному диаметру офутерованного трубопровода в случае сплошной футеровки, необходимой для защиты изоляционного покрытия трубопровода (дюкера) при его укладке способом протаскивания по дну траншеи, разрабатываемой в русловой части подводного перехода (ПП) или на болотах I, II и III типов;

$\gamma_B = 1075 \text{ кг/м}^3$ – плотность воды с учетом растворенных в ней солей и наличия взвешенных частиц, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, $g = 9,80665 \text{ м/с}^2$.

Примечание. При проектировании трубопроводов на участках переходов, сложенных грунтами, которые могут перейти в жидко-пластическое состояние, при определении выталкивающей силы следует вместо плотности воды принимать плотность разжиженного грунта, определяемую по данным изысканий.

					Расчетная часть	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\delta_{из}$, $\delta_{ф}$ – толщина слоя соответственно изоляции и футеровки, м:

$$\delta_{из} = k_{из}(\delta_{и.л} + \delta_{об}) = 2,3(0,635 + 0,635) = 2,921 \text{ мм} = 0,0029 \text{ м}, \quad (4.1.3.5)$$

$\delta_{и.л}$, $\delta_{об}$ – толщина изоляционного покрытия (мастичной изоляции или изоляционной ленты) и оберточного слоя (обертки) соответственно, приведенные для различных материалов в таблице 4.1.3.1;

$k_{из}$ – коэффициент, учитывающий величину нахлеста:

- 1,09 при однослойной схеме изоляционного покрытия «1+1», т.е. один слой изоляционной ленты (пленки) и один слой обертки;
- 2,3 при двухслойной схеме изоляционного покрытия «2+2», т.е. два слоя изоляционной ленты и два слоя обертки.

Примечания:

1. Плотность мастичной изоляции может быть принята равной 1050 кг/м³.
2. Конструкция защитных покрытий применяется по ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».
3. Толщина футеровки $\delta_{ф}$ принимается равной:
 - 20 мм – для трубопроводов $D_n \leq 426$ мм, когда футеровку осуществляют деревянными рейками сечением: толщина×ширина=20×50 мм;
 - 30 мм – для трубопроводов $D_n > 426$ мм – рейками сечением: толщина×ширина=30×60 мм или реечно-проволочными коврами (матами).

И в том и в другом случае длина реек должна быть не менее 2 м.

Футеровка может быть сплошной, при которой вся поверхность труб по окружности закрывается рейками (см. рис. 4.1.3.1 и 4.1.3.2), и не сплошной, когда рейки по поверхности труб укладываются с промежутками, равными ширине реек. В зависимости от способа укладки трубопровода и условий его эксплуатации футеровку проводят по всей длине или на отдельных его участках. Так при укладке подводного трубопровода (дюкера) протаскиванием по дну траншеи применяют сплошное футерование по всей длине дюкера, а при укладке незабалластированного трубопровода способом свободного

					Расчетная часть	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

погружения футеровку осуществляют на отдельных участках (в местах крепления тросов), где возможно повреждение изоляции;

Таблица 4.1.3.1 – Изоляционные материалы

Тип, маркировка изоляционных материалов	Толщина $\delta_{и.п.}, \delta_{об.}$ мм	Масса 1 м ² , кг/м ²	Плотность матери- ала изоляционного покрытия (обертки) $\gamma_{и.п.}, \gamma_{об.}$, кг/м ³
Отечественные изоляционные материалы			
Летняя ПИЛ, ТУ 19-103-78	0,3	-	-
Зимняя ПВХ-БК, ТУ 102-166-82	0,35	-	-
Зимняя ПВХ-Л, ТУ 102-320-86	0,3	-	-
Отечественные обертки, в т.ч.:			
Пленка оберточная ПЭКом, ТУ 102-284-81	0,6±0,05	0,53	880
Пленка оберточная ПДБ, ТУ 21-27-49-76	0,55±0,05	0,58	1050
Пленка полимерная ПВХ, ТУ 102-123-78	0,5±0,1	0,634	1268
Оберточный материал ПВХ, ТУ 102-123-78	0,6±0,1	0,705	1175
Импортные изоляционные ленты			
Поликен 980-25 (США)	0,635	0,664	1046
Плайкофлекс 450-25 (США)	0,635	0,664	1046
Тек-Рап 240-25 (США)	0,635	0,735	1157
Нитто-53-635 (Япония)	0,635	0,692	1090
Фуракава Рапко НМ-2 (Япония)	0,640	0,648	1010
Альтене 100-25 (Италия)	0,635	0,664	1046
Пластизол (Югославия)	0,640	0,655	1040
Импортные обертки			
Поликен 955-25 (США)	0,635	0,653	1028
Плайкофлекс 650-25 (США)	0,635	0,640	1008
Тек-Рап 260-25 (США)	0,636	0,680	1072
Нитто-56РА-4 (Япония)	0,635	0,670	1055
Фуракава Рапко РВ-2 (Япония)	0,640	0,633	989
Альтене 205-25 (Италия)	0,635	0,653	1028
Пластизол (Югославия)	0,635	0,655	1031

Расчетный вес единицы длины трубопровода в воздухе с учетом изоляции и футеровки (при укладке протаскиванием, а при укладке с поверхности воды $q_{ф}=0$) при коэффициенте надежности по нагрузке $n_{с.в}=0,95$:

$$q_{тр} = q_{м} + q_{из} + q_{ф} = 4367,48 + 90,64 = 4458,12 \text{ Н / м}; \quad (4.1.3.6)$$

где $q_{м}$ – нагрузка от собственного веса металла трубы, Н/м:

$$q_{м} = n_{с.в} \gamma_{м} g F_{\delta} = 0,95 \cdot 7850 \cdot 9,80665 \cdot 0,059720 = 4367,48 \text{ Н / м}; \quad (4.1.3.7)$$



Рис. 4.1.3.1 – Футеровка трубопровода деревянными рейками

$n_{с.в}=0,95$ – коэффициент надежности по нагрузке от собственного веса при расчете на устойчивость положения трубопровода против всплытия, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы конструкции; γ_m – плотность металла, из которого изготовлены трубы (для стали $\gamma_m=7850$ кг/м³);

$q_{из}$ – нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов, определяемая в зависимости от схемы изоляционного покрытия («1+1» или «2+2»), Н/м:

$$\begin{aligned} q_{из} &= q_{и.п.} + q_{об} = n_{с.в} \cdot q_{из}'' \cdot (q_{и.п.}'' + q_{об}'') = \\ &= n_{с.в} \cdot k_{из} \cdot g \cdot \pi \cdot (D_H + \delta_{из}) \cdot (\gamma_{и.п.} \delta_{и.п.} + \gamma_{об} \delta_{об}) = \\ &= 0,95 \cdot 2,3 \cdot 9,80665 \cdot 3,14 \cdot (1,02 + 0,00292) \cdot \\ &\cdot (1046 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} + 1028 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3}) = 90,64 \text{ Н / м}; \end{aligned} \quad (4.1.3.8)$$

$\gamma_{и.п.}$, $\gamma_{об}$ – плотность изоляционных и оберточных материалов соответственно, кг/м³.

При расчете устойчивости против всплытия подводного трубопровода, пересекающего болта III типа, вертикальная и горизонтальная составляющие силового гидродинамического воздействия потока воды на трубу в процессе укладки трубопровода на дно траншеи не учитывается так как течение на болтах III типа отсутствует.

$$\begin{aligned} B &= q_{бал.в}^H = [k_{н.в} (q_B + q_{изг} + P_y) + P_x / f_{т.в} - q_{тр} - q_{доп}] / n_B = \\ &= [1,05(9756,65 + 0 + 0) + 0 - 4367,48 - 0] / 0,9 = 6429,29 \text{ Н / м} \end{aligned} \quad (4.1.3.9)$$

Т.к. $B > 0$, трубопровод необходимо пригружать, т.е. балластировать.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

На пойменных, обводненных и периодически затопляемых участках, на болотах всех типов – одиночные грузы, групповая балластировка или закрепление трубопровода анкерными устройствами.

Таблица 4.1.3.2 – Применяем балластировку одиночными железобетонными грузами

Диаметр трубопровода, мм	Марка утяжелителя	Габаритные размеры утяжелителя, мм							Объем бетона, куб. м	Масса утяжелителя, кг
		L	H	B	R	b	e	f		
1020	1-УБКМ-1020-9	900	1370	1840	1100	300	400	295	1,49	3580

Для балластировки нефтепровода с $D_n=1020$ мм подходят железобетонные утяжелители марки УБК 1020-24-2.

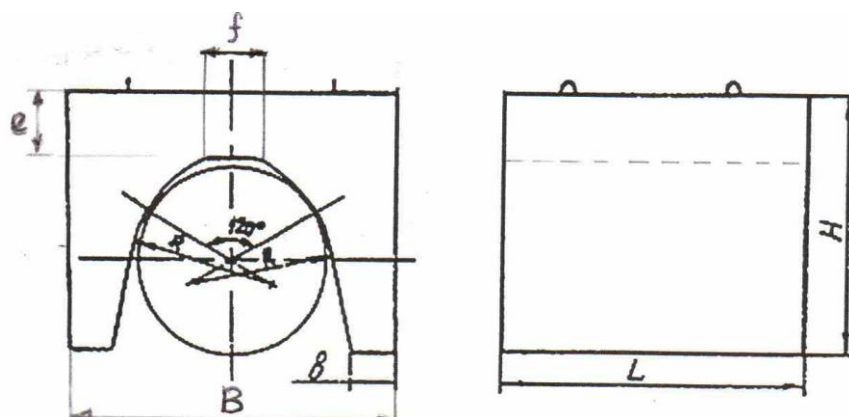


Рис. 4.1.3.2 – Железобетонный утяжелитель типа УБК 1020-9А

Расстояние между одиночными пригрузами:

$$l_c = \frac{Q_{\Gamma} \cdot g - \gamma_{\text{в}} \cdot g \cdot V_{\Gamma}}{q_{\text{бал.в}}^H} = \frac{3580 \cdot 9,80665 - 1075 \cdot 9,80665 \cdot 1,49}{6429,29} = 3,02 \text{ м.} \quad (4.1.3.10)$$

Расстояние между одиночными пригрузами 3,02 больше ширины одного пригруза 0,9 м., что соответствует условию того, что пригрузы смогут помещаться рядом друг с другом.

Число пригрузов необходимое для балластировки участка трубопровода длиной L:

$$N = \frac{L}{l_c} = \frac{500}{3,02} = 165,70 \approx 166; \quad (4.1.3.11)$$

Данные по балластировке трубопроводов другого диаметра приведены в следующих таблицах 4.1.3.3–4.1.3.10.

					Расчетная часть		Лист
							70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

Таблица 4.1.3.3 – Характеристики трубопроводов

Наружный диаметр, мм.	Номинальная толщина стенки, мм.	Марка стали	Временное сопротивление $R^H_1 = \sigma_{вр}$, МПа.	Предел текучести, $R^H_2 = \sigma_T = \sigma_{0,2}$, МПа.	Рабочее давление, $P_{раб}$ МПа.	Коэффициент надежности, K_1
530	7, 8, 9, 10, 11, 12	17Г1С	510	363	6,3	1
630	8, 9, 10, 11, 12	17Г1С	510	363	6,3	1
720	8, 9, 10, 11, 12, 13, 14	17Г1С	510	363	6,3	1
820	9, 10, 11, 12, 13, 14	17Г1С	510	363	6,3	1
1020	10, 11, 12, 13, 14, 15	17Г1С	510	363	6,3	1
1220	10, 11, 12, 13, 14, 15, 16	17Г1С	510	363	6,3	1,05

Таблица 4.1.3.4 – Толщина стенки в первом приближении

Наружный диаметр, мм.	Расчетное сопротивление R_1 , МПа	Расчетное сопротивление R_2 , МПа	Толщина стенки, м.	Толщина стенки, мм.	Толщину стенки принимаем, мм.
530	218,57	189,39	0,00850	8,50	9
630	218,57	189,39	0,01011	10,11	10,5
720	218,57	189,39	0,01155	11,55	12
820	218,57	189,39	0,01315	13,15	13,5
1020	218,57	189,39	0,01636	16,36	16,5
1220	208,16	180,37	0,02052	20,52	21

Таблица 4.1.3.5 – Напряжения внутри трубопровода

Наружный диаметр, мм	Продольные напряжения от температурного перепада $\sigma_{\text{ПР.т}}$, МПа	Кольцевые напряжения от внутреннего давления $\sigma_{\text{КЦ}}$, МПа	Продольные напряжения от внутреннего давления $\sigma_{\text{ПР.Р}}$, МПа	Суммарные продольные напряжения $\sigma_{\text{ПР.Н}}$, МПа
530	-111,24	206,08	103,04	-49,42
630	-111,24	210,11	105,0525	-48,21
720	-111,24	210,11	105,0525	-48,21
820	-111,24	212,79	106,3941667	-47,40
1020	-111,24	216,69	108,3456818	-46,23
1220	-111,24	203,21	101,6025	-50,28

Таблица 4.1.3.6 – Толщина стенки во втором приближении

Наружный диаметр, мм.	Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, ψ_1	Толщина стенки, м.	Толщина стенки, мм.	Толщину стенки принимаем, мм.
530	0,87	0,009752	9,75	10
630	0,87	0,011544	11,54	12
720	0,87	0,013194	13,19	13,5
820	0,87	0,014985	14,99	15
1020	0,88	0,018567	18,57	19
1220	0,86	0,023803	23,80	24

Таблица 4.1.3.7 – Геометрические параметры труб

Наружный диаметр, мм.	Срединный радиус, мм.	Внутренний диаметр, мм.	Площадь сечения, мм.	Осевой момент инерции, м ⁴	Жесткость трубы на изгиб, Н•м ²
530	260	510	0,01633	0,00055	113730643
630	309	606	0,02329	0,00111	229095874
720	353,25	693	0,02995	0,00187	385066460
820	402,5	790	0,03792	0,00307	632902114
1020	500,5	982	0,05972	0,00748	1,541E+09
1220	598	1172	0,09013	0,01612	3,321E+09

Таблица 4.1.3.8 – Параметры балластировки

Наружный диаметр, мм.	Наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия и футеровки, м	Расчетная выталкивающая (Архимедова) сила воды q_B , Н/м	Нагрузка от собственного веса металла трубы q_M , Н/м	Нагрузка от собственного веса изоляции $q_{из}$, Н/м	Расчетный вес единицы длины трубопровода в воздухе с учетом изоляции и футеровки q_{TP} , Н/м	Нормативный вес балластирующих конструкций $B = q_{БЛ.В}^H$, Н/м
530	0,5958	2937,66	1194,12	47,22	1241,34	2048,01
630	0,6958	4006,54	1702,99	56,08	1759,08	2719,77
720	0,7858	5110,05	2190,23	64,06	2254,29	3456,96
820	0,8858	6493,40	2772,88	72,92	2845,80	4413,64
1020	1,0858	9756,65	4367,48	90,64	4458,12	6429,29
1220	1,2858	13681,95	6591,53	108,36	6699,89	8517,95

Таблица 4.1.3.9 – Параметры балластировки

Наружный диаметр, мм.	Тип пригруза	Масса груза	Объем пригруза	Расстояние между грузами	N
530	1-УБКм-529-9	1660	0,69	4,40	114
630	1-УБКм-720-9	2470	1,03	4,91	102
720	1-УБКм-720-9	2470	1,03	3,87	130
820	1-УБКм-820-9	2690	1,12	3,30	152
1020	1-УБКм-1020-9	3580	1,49	3,02	166
1220	1-УБКм-1220-9	4060	1,69	2,58	194

Таблица 4.1.3.10 – Технические характеристики железобетонных утяжелителей клиновидного типа 1-УБКМ

Диаметр трубопровода, мм	Марка утяжелителя	Габаритные размеры утяжелителя, мм							Объем бетона, куб. м	Масса утяжелителя, кг
		L	H	B	R	b	e	f		
1220	1-УБКм-1220-9	900	1570	2000	1100	290	450	355	1,69	4060
1020	1-УБКм-1020-9	900	1370	1840	1100	300	400	295	1,49	3580
820	1-УБКм-820-9	900	1120	1600	1000	300	400	195	1,12	2690
720	1-УБКм-720-9	900	1030	1500	800	310			1,03	2470
630	1-УБКм-720-9	900	1030	1500	800	310	300	175	1,03	2470
530	1-УБКм-529-9	900	760	1300	800	310			0,69	1660
478	1-УБКм-529-9	900	760	1300	800	310	300	125	0,69	1660
426	1-УБКм-426-9	900	690	1100	800	250			0,55	1320
377	1-УБКм-426-9	900	690	1100	800	250			0,55	1320

4.2. Гидравлический расчет магистрального нефтепровода

Целью гидравлического расчета магистрального нефтепровода является определение суммарных потерь напора в магистральном нефтепроводе и полного напора, необходимого для перекачки нефти магистральному нефтепроводу, т.е. гидравлического сопротивления нефтепровода.

1. Пропускная способность магистрального нефтепровода – это максимальное количество нефти, которое может быть перекачано по нефтепроводу при экономически оптимальном использовании принятых расчетных параметров и установившемся режиме.

Данные для расчета представлены ниже:

годовая пропускная способность нефтепровода – 40 млн. т/год;

плотность перекачиваемой нефти – 867 кг/м³;

длина трассы – 500 м;

Разность отметок начала и конца трубопровода $AZ=Z_2-Z_1$ – 25 м.

Определяется объемная часовая пропускная способность нефтепровода

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G}{24 \cdot N_p \cdot \rho}, \quad (4.2.1)$$

где G – годовая пропускная способность нефтепровода млн т/год;

N_p – расчетное число суток работы нефтепровода (350 сут, [9]);

24 – число часов в сутках;

ρ – плотность перекачиваемой нефти, кг/м³.

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G}{24 \cdot N_p \cdot \rho} = \frac{40 \cdot 10^9 \text{ кг/год}}{24 \cdot 350 \cdot 867 \text{ кг/м}^3} = 54924 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

2. Определяется расчетный диаметр нефтепровода

$$D_{\text{вн}} = \sqrt{(4Q_{\text{ч}})/(3600v\pi)}, \quad (4.2.2)$$

где $Q_{\text{ч}}$ – расход жидкости, м³/ч;

v – теоретически принятая скорость движения нефти по нефтепроводу, м/с. Рекомендуется $v_{\text{т}}=1,5, 2,5$ м/с.

					Расчетная часть	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$D_{вн} = \sqrt{\frac{4 \cdot 5492,4}{3600 \cdot 3,14 \cdot 2,35}} = 0,909 \text{ м.}$$

3. Выбираются по ГОСТ или ТУ (техническим условиям) наружный диаметр нефтепровода D_n (ближайший к расчетному) и толщина стенки нефтепровода $D_{вн}$, которая проверяется механическим расчетом $D_n=1020$ мм, $\delta=16,5$ мм.

4. Определяется внутренний диаметр нефтепровода

$$D_{вн}=D_n-2 \cdot d, \quad (4.2.3)$$

$$D_{вн}=1020-2 \cdot 16,5=987 \text{ мм.}$$

5. Определяется фактическая скорость движения нефти

$$v=(4 \cdot Q_c)/(\pi \cdot D_{вн}^2), \quad (4.2.4)$$

$$v=(4 \cdot (5492,4/3600))/(3,14 \cdot 987^2)=2,06 \text{ м/с.}$$

6. Определяется режим движения нефти, который характеризуется величиной числа Рейнольдса

$$Re=(v \cdot D_{вн})/\nu, \quad (4.2.5)$$

где ν – кинематическая вязкость нефти, $\text{м}^2/\text{с}$. Выбирается по паспорту на нефть или из справочника.

$$Re=(2 \cdot 987)/57,71 \cdot 10^{-6}=35731$$

Если $Re < 2300$, то режим движения ламинарный,

Если $Re > 2300$, то режим движения турбулентный.

Так как $Re > 2300$ то, режим течения жидкости турбулентный.

Ламинарное движение – это движение жидкости, наблюдаемое при малых скоростях, при котором отдельные струйки жидкости движутся параллельно друг другу и оси потока.

Турбулентное движение – это движение жидкости при больших скоростях, при котором в движении жидкости нет видимой закономерности и отдельные частицы, перемешиваясь между собой, движутся хаотично.

7. Определяется зона трения, если режим движения турбулентный.

Определяется первое переходное число Рейнольдса.

$$Re_{пер}=10/e, \quad (4.2.6)$$

					Расчетная часть	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где e – относительная шероховатость труб, м. Для этого определяем относительную шероховатость труб $k_s=0,05$.

$$e=k_s/D_{вн}=0,05/987=4,99 \cdot 10^{-5}, \quad (4.2.7)$$

$$Re_{1пер}=10/4,99 \cdot 10^{-5}=200200.$$

Если $2300 < Re < Re_{1пер}$, то зона гидравлически гладких труб (зона гладкого трения, зона Блазиуса)

Если $Re > Re_{1пер}$, то определяется второе переходное число Рейнольдса

$$Re_{2пер}=500/e=500/4,99 \cdot 10^{-5}=10010010 \quad (4.2.8)$$

Если $Re_{1пер} < Re < Re_{2пер}$, то зона гидравлически шероховатых труб (сместанного трения).

Если $Re > Re_{2пер}$, то зона вполне шероховатых труб (квадратичного трения)

Так как $Re < Re_{1пер}$, то течение нефти происходит в зоне гидравлически гладких труб.

8. В зависимости от режима движения нефти и зоны трения определяются коэффициенты обобщенной формулы Блазиуса a, b .

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = a / Re^{0,25} = 0,3164 / 35731^{0,25} = 0,023. \quad (4.2.9)$$

Определяем гидравлический уклон в нефтепроводе

$$i = \frac{\lambda \cdot v^2}{D \cdot 2g} = \frac{0,023 \cdot 2,06^2}{987 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,00497. \quad (4.2.10)$$

Вычисляем потери напора на трение в трубопроводе

$$h_{тр} = i \cdot L = 0,00497 \cdot 500 \cdot 10^3 = 2485 \text{ м}. \quad (4.2.11)$$

Потери напора на местные сопротивления

$$h_m = 0,02 \cdot h_{тр} = 0,02 \cdot 2485 = 49,7 \text{ м}. \quad (4.2.12)$$

9. Определяется гидравлическое сопротивление нефтепровода (полная потеря напора)

$$H_o = h_{тр} + h_m + h_{г} + h_{и}, \quad (4.2.13)$$

где $h_{г}$ – геодезическая высота, м.

					Расчетная часть	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Геодезическая высота равна разности нивелирных отметок между конечной и начальной точками трассы

$$h_r = \Delta z,$$

где $h_{из}$ – требуемый избыточный напор в конце магистрального нефтепровода, м. Для магистральных нефтепроводов величина избыточного напора часто очень мала по сравнению с другими слагаемыми, тогда ею можно пренебречь, то есть принять $h_{из}=0$

$$H_o = h_{л.п} + h_{м.п} + \Delta z = 2485 + 49,7 + 25 = 2559,7 \text{ м.}$$

Гидравлическое сопротивление нефтепровода H_o равно полному напору, необходимому для перекачки нефти по магистральному нефтепроводу.

					Расчетная часть	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.3. Определение толщины стенки ледогрунтового ограждения

В данной главе определены минимальные толщины стенок ледогрунтового ограждения. Толщины стенок должно хватить, для того, чтобы выдерживать гидростатическое давление жидкости болота. Эпюры гидростатического давления представлены на рисунке 4.3.1.

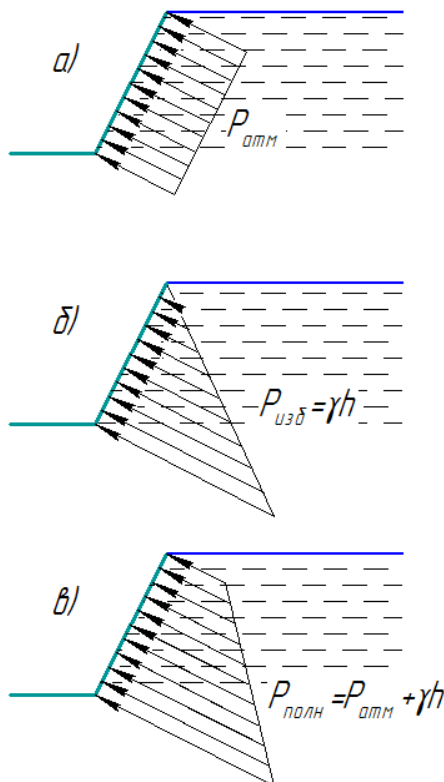


Рис. 4.3.1 – Эпюры гидростатического давления:

а – внешнее, б – избыточное, в – полное

Расчетная схема представлена на рисунке 4.3.2. Размеры ремонтного котлована и ледогрунтового ограждения определены в главе 3 для каждого внешнего диаметра трубопровода.

Значения предела прочности льда, так называемое временное сопротивление льда, в различных условиях его напряженного состояния и при температуре, близкой к 0°C , по данным К.Н. Коржавина приведены в таблице 4.3.1.

С понижением температуры прочность льда увеличивается, а с повышением солености – уменьшается.

Таблица 4.3.1 – Значения предела прочности льда, Па

Характер деформации	Оrientировка усилия	Обозначение	Реки Севера и Сибири	Реки европейской части России
Сжатие	Перпендикулярно	$R_{сж}$	$(45...65)10^4$	$(25...40)10^4$
Местное смятие	Перпендикулярно	$R_{см}$	$(110...150)10^4$	$(55...80)10^4$
Растяжение	Параллельно	R_p	$(70...90)10^4$	$(30...40)10^4$
Срез	Параллельно	$R_{ср}$	$(40...60)10^4$	$(20...30)10^4$
Изгиб	Параллельно	$R_{изг}$	$(45...65)10^4$	$(25...4)10^4$

Расчет минимальной толщины стенки ледогрунтового ограждение будем вести по пределу прочности на изгиб. Примем $R_{изг} = 0,45$ МПа.

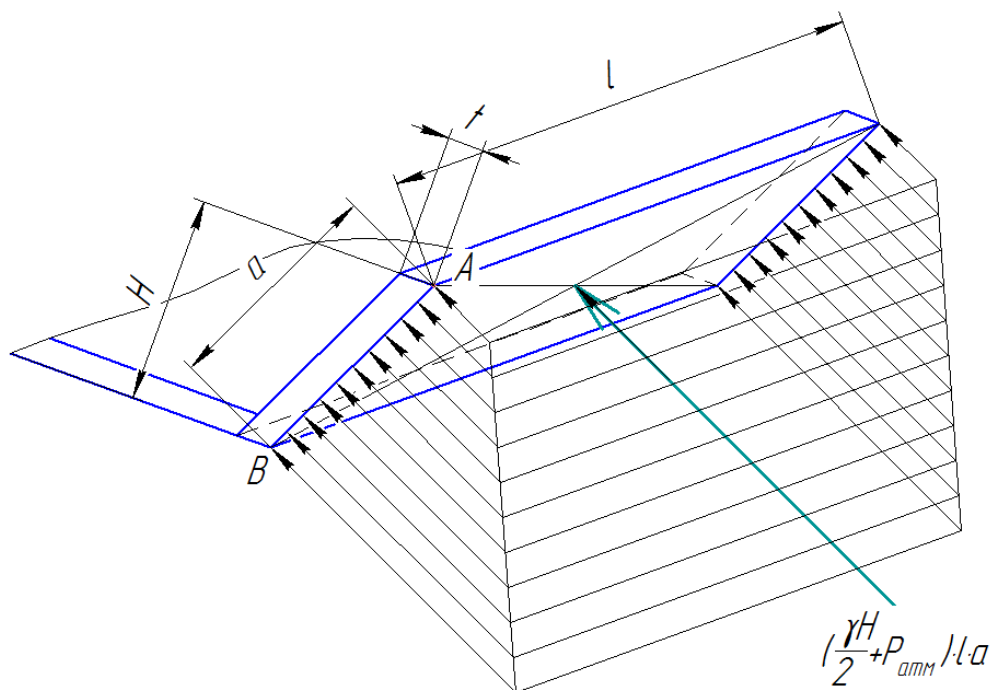


Рис. 4.3.2 – Расчетная схема

Вывод формулы для расчета минимальной толщины стенки ледогрунтового ограждения представлен ниже: гидростатическое давление в точке А:

$$P_A = \rho \cdot g \cdot 0 + P_{атм} ; \quad (4.3.1)$$

гидростатическое давление в точке В:

$$P_B = \rho \cdot g \cdot H + P_{атм} ; \quad (4.3.2)$$

Среднее значение гидростатического давления жидкости:

$$P_{ср} = \frac{\rho \cdot g \cdot 0 + P_{атм} + \rho g H + P_{атм}}{2} = \frac{\rho g H}{2} + P_{атм} ; \quad (4.3.3)$$

Условие устойчивости стенки:

$$R_{\text{изг}} \cdot a \cdot t_{\text{min}} = \left(\frac{\rho g H}{2} + P_{\text{атм}} \right) \cdot l \cdot a ; \quad (4.3.4)$$

Отсюда, формула для вычисления минимальной толщины стенки:

$$t_{\text{min}} = \frac{\left(\frac{\rho g H}{2} + P_{\text{атм}} \right) \cdot l}{R_{\text{изг}}} . \quad (4.3.5)$$

Из формулы видно, что минимальная толщина стенки ледогрунтового ограждения зависит от глубины и длины ремонтной траншеи, т.е. геометрии ледогрунтового ограждения. В таблице 4.3.2 представлены минимальные толщины стен для ремонтных котлованов различной длины и для труб различного диаметра. Плотность воды принимаем равной 1075 кг/м³.

Таблица 4.3.2 Значения минимальной толщины стенки ледогрунтового ограждения, м

Внешний диаметр трубопровода, мм.	Глубина траншеи, м.	Длина ремонтного котлована, м									
		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
530	2,13	0,99	1,24	1,48	1,73	1,98	2,22	2,47	2,72	2,97	3,21
630	2,23	0,99	1,24	1,49	1,74	1,99	2,23	2,48	2,73	2,98	3,23
720	2,32	1,00	1,25	1,50	1,75	2,00	2,24	2,49	2,74	2,99	3,24
820	2,42	1,00	1,25	1,50	1,75	2,00	2,25	2,51	2,76	3,01	3,26
1020	2,62	1,01	1,26	1,52	1,77	2,02	2,28	2,53	2,78	3,03	3,29
1220	2,82	1,02	1,28	1,53	1,79	2,04	2,30	2,55	2,81	3,06	3,32

Из таблицы 4.3.2 видно, что наибольшая толщина стенки ледогрунтового ограждения требуется при строительстве ремонтного котлована длиной 13 метров. Исходя из этих данных можно скорректировать объем замораживаемого грунта и время, требуемое на их заморозку.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была рассмотрена возможность использования метода замораживания грунта для обеспечения устойчивости грунта и защиты от проникновения воды при строительстве ремонтного котлована для проведения ремонтных работ магистрального нефтепровода в условиях болот и обводненной местности.

Была изучена нормативно-техническая документация по строительству, сооружению и эксплуатации нефтепроводов

Проведен анализ методов повышения устойчивости грунта при ремонтных работах. За основу выбраны методы повышения устойчивости грунта при строительстве туннелей и шахт. Основными являются три способа: укрепление грунтов способом цементации, химическое закрепление грунтов (силикатизация) и искусственное замораживание грунтов. Из трех вышеописанных методов я выбрал и обосновал эффективность метода искусственного низкотемпературного замораживания грунта с использованием жидкого азота.

Метод замораживания грунта жидким азотом является новым способом в нефтяной промышленности и пока не использовался при проведении ремонтно-восстановительных работ нефтепровода. При правильном использовании и в сочетании с отводом воды, он может являться эффективной альтернативой использованию шпунтов и РГК. Также данный метод можно использовать для строительства временных амбаров на болотах, что тоже достаточно затруднено.

					«Капитальный ремонт магистрального нефтепровода в условиях болот методом искусственного замораживания грунта»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Мотигуллин В.Р.			Заключение	Лит.	Лист
Руковод.		Шмурыгин В.А.					Листов
Консульт.							107
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					109
						НИ ТПУ ИПР ТХНГ гр 3-2Т00	

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД 39-30-499-80. Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов.
2. РД 39-110-91. Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.
3. РД 39-00147105-006-97. Инструкция по рекультивации земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонтах магистральных нефтепроводов.
4. РД 153-39.4Р-130-2002*. Регламент по вырезке и врезке «катушек».
5. СНиП 2.05.06-85* (2000). Магистральные трубопроводы.
6. СНиП III-42-80* (2000). Магистральные трубопроводы.
7. Каталог технических средств для аварийно-восстановительных работ на магистральных нефтепроводах. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1983.
8. Болота Западной Сибири, их строение и гидрологический режим / Под. ред. К.Е. Иванова, С.М. Новикова. – Л.: Гидрометеиздат, 1976. – 446 с.
9. Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г., Векштейн М.Г., Гумеров Р.С., Азметов Х.А., Капитальный ремонт подземных нефтепроводов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. – 525 с.: ил. ISBN 5-8365-0013-4.
10. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С., Векштейн М.Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / Под ред. А.Г. Гумерова. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1998. – 271 с.
11. Дорман Я.А. Искусственное замораживание грунтов при строительстве метрополитенов. М.: Транспорт, 1971. – 272 с.
12. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф.. Безопасность жизнедеятельности: Метод указания. Томск. – Изд. ТПУ, 2002. – 35 с.

					«Капитальный ремонт магистрального нефтепровода в условиях болот методом искусственного замораживания грунта»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Мотигуллин В.Р.			Список использованной литературы	Лит.	Лист
Руковод.		Шмурыгин В.А.					108
Консульт.							109
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.				НИ ТПУ ИПР ТХНГ гр 3-2Т00	

13. Логинов Н.Е., Хорошев П.И.. Торфяные ресурсы Западно-Сибирской равнины. – Л.:Геолторфразведка, 1972. –197 с.
14. Трупаков Н. Г., Замораживание горных пород при проходке стволов, М., 1954.
15. Трупаков Н. Г., Замораживание грунтов в строительстве, М. 1970.
16. Twirpx.com – интернет-ресурс.
17. Н.В. Крепша. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 53 с.
18. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность».
- 19.ГОСТ 12.0.003.-74 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
20. ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности».
21. СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения, основания и фундаменты».
- 22.Российская Федерация. Федеральный закон. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности, от 22 июля 2008 года N 123-ФЗ.З.А.
- 23.Федеральный закон от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».
24. Федеральный закон РФ от 27.12.2002 № 184-ФЗ (ред. от 01.12.2007) «О техническом регулировании» // Российская газета. № 24. 2007.
25. РД 39-109-91 «Положение о системе технического обслуживания и ремонта узлов учета нефти и поверочных установок».
- 26.ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109